

Installations photovoltaïques dans les exploitations agricoles

L'investissement vaut-il la peine?

Christian Gazzarin, Thomas Zumbühl, Station de recherche Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Tänikon, CH-8356 Ettenhausen, E-mail: christian.gazzarin@art.admin.ch
Peter Toggweiler, Enecolo AG, Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf

Etant donné la future rétribution de l'injection du courant solaire à prix coûtant, les installations photovoltaïques représentent une nouvelle source de revenus pour les exploitations agricoles. Elles apportent des rentrées régulières, entraînent une charge de travail négligeable, mais exigent de gros investissements. Des calculs effectués sur trois installations-types de taille différente avec montage sur la toiture et intégration dans la toiture montrent que les investissements sont rentables sur la plupart des sites dans la mesure où les exploitants peuvent bénéficier de crédits d'investissements (CI) sans intérêt ou de crédits bancaires intéressants. Les taux de rétribution prévus ont été fixés de façon à ce que

les petites et moyennes installations permettent, elles aussi, d'atteindre une rentabilité généralement supérieure à celle de placements alternatifs à risque équivalent. La rentabilité est nettement plus élevée lorsque les modèles de financement sont avantageux, lorsque les travaux de montage sont effectués par l'exploitant et surtout lorsque les sites sont favorables. Le prix de revient de la production de courant fluctue entre 50 et 80 centimes suivant la situation et le type d'installation. Avant de demander un permis de construire pour une installation, il est recommandé de procéder à une étude de faisabilité approfondie, en tenant compte des aspects économiques, techniques et architectoniques.

| Sommaire | Page |
|--|------|
| Glossaire | 2 |
| Problématique | 2 |
| Introduction | 2 |
| Vue d'ensemble et principes techniques | 2 |
| Hypothèses pour les installations PV sélectionnées | 4 |
| Hypothèses relatives au calcul de rentabilité | 4 |
| Résultats | 7 |
| Conclusions | 9 |
| Bibliographie | 11 |
| Autres sources | 11 |
| Annexes | 11 |



Fig. 1: Avec une installation photovoltaïque intégrée dans la toiture, il est possible de produire à la fois du courant et de ventiler le fourrage sec (photo: Karl-Heinz Hug).



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de
l'économie DFE

Station de recherche
Agroscope Reckenholz-Tänikon ART

Problématique

La production d'énergie à partir de ressources renouvelables suscite un intérêt croissant dans l'agriculture. La politique énergétique souhaitant promouvoir les énergies renouvelables, il est prévu que la rétribution de l'injection du courant soit garantie pendant plusieurs années. Toutefois, la construction d'une installation photovoltaïque entraîne de gros investissements suivant sa taille. En dépit de la rétribution d'injection garantie, elle représente donc un risque économique. Quelle est la rentabilité de telles installations dans le contexte agricole et quelle est l'influence des facteurs tels que le site, la technologie, la dimension de l'installation et le financement sur la réussite économique?

Glossaire

| | |
|-----------------|--|
| AM | Constante solaire, en anglais Air mass: modification des rayonnements solaire par une masse d'air comme l'atmosphère terrestre, un rayonnement solaire perpendiculaire à la surface du sol donne une valeur AM de 1, plus la course de rayonnement est longue, plus la valeur AM est élevée. |
| CB | Crédit bancaire (en général hypothèque) |
| ESV | Rétribution d'injection; prix d'achat garanti par kWh de courant |
| Semi-conducteur | p. ex. silicium, corps solide qui est à la fois conducteur et non conducteur en terme de conductibilité électrique. La conductibilité dépend largement de la température. |
| PV | Photovoltaïque |
| CI | Crédit d'investissement (sans intérêt) |
| kWh | Kilowatt heure |
| kWp | Kilowatt-Peak (kilowatt-crête), puissance nominale, PV: rendement des cellules solaires respectivement des modules solaires dans les conditions tests standards (STC) |
| MWp | Megawatt-Peak (megawatt-crête) |
| STC | Conditions tests standards: intensité de rayonnement 1000 W/m ² (angle STC d'incidence vertical), température des cellules 25 °C, constante solaire de 1,5 AM. |
| Si | Silicium |

Introduction

Les mesures visant à augmenter l'efficacité énergétique et la promotion des énergies renouvelables font partie des priorités de la future politique énergétique suisse. L'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité et la nouvelle Ordonnance sur l'énergie ont posé les premiers jalons politiques avec l'introduction de la rétribution garantie pour l'injection d'électricité (OFEN 2007). Dans le domaine des énergies renouvelables, l'agriculture dispose d'un potentiel considérable, à commencer par l'exploitation énergétique de la biomasse. La rentabilité des installations de biogaz a déjà fait l'objet d'études (Gubler et al. 2007). Le présent rapport ART souhaite étendre l'analyse aux installations photovoltaïques et donner ainsi aux exploitations intéressées des éléments pour prendre leur décision. Les bâtiments vastes et nombreux qui caractérisent les exploitations agricoles et qui, en raison des conditions économiques, devraient encore avoir tendance à s'étendre, offrent de bonnes conditions aux installations photovoltaïques. Contrairement à l'exploitation d'une installation de biogaz, l'utilisation de l'énergie solaire n'entraîne aucun surcroît de travail notable. C'est pourquoi ce mode d'exploitation de l'énergie convient surtout pour des exploitations avec une charge de travail élevée ou des surfaces réduites, ca-

ractéristiques qui s'appliquent à un grand nombre d'exploitations agricoles en Suisse. Ces installations offrent la possibilité d'obtenir un revenu annexe grâce une nouvelle branche de production et une charge de travail supplémentaire limitée.

Vue d'ensemble et principes techniques

En Suisse, à la fin de l'année 2006, la puissance totale des installations photovoltaïques était d'environ 29,4 MWp. Le marché annuel des nouvelles installations est d'environ 2 MWp en moyenne en Suisse (Hostettler 2007). Le potentiel du courant solaire à long terme est énorme et les toitures nécessaires existent déjà. D'après les calculs de la Fédération Swissolar, près de 30 % des besoins de la Suisse en électricité pourraient être couverts, si trois quarts des toitures adaptées (150 km²) étaient équipées de capteurs solaires (Swissolar 2007). La transformation de la lumière du soleil en courant électrique a lieu dans ce qu'on appelle les cellules solaires qui sont faites de matériaux semiconducteurs. Le silicium est le matériau le plus utilisé pour la construction de cellules solaires. L'oxyde de silicium est disponible de manière presque inépuisable dans le sable de la croûte terrestre. Toutefois, malgré sa grande disponibilité,

la production de silicium destiné aux cellules solaires à partir de sable est un procédé complexe et coûteux. La recherche et le développement technique étudient comment augmenter le rendement encore relativement faible des cellules disponibles dans le commerce et comment réduire les coûts très élevés pour rentabiliser la production de courant. Le développement de procédés de fabrication à coûts réduits et d'une technique simplifiée doit permettre d'atteindre ces objectifs. Grâce à des matériaux alternatifs pour les cellules et à des combinaisons novatrices, on peut espérer une augmentation du rendement à l'avenir, ainsi qu'une réduction des coûts.

Types de cellules solaires considérés

Parmi les cellules solaires disponibles dans le commerce, il existe deux types de cellules solaires au silicium qui se distinguent par leurs propriétés:

Les cellules solaires au silicium cristallin: on distingue les cellules solaires au silicium mono- ou polycristallin. Dans le cas des cellules monocristallines, un seul cristal est extrait d'un minerai de silicium fondu extrêmement pur. Les barrettes ou les blocs monocristallins obtenus sont ensuite découpés en disques fins. Le procédé de fabrication complexe et les pertes de matériaux à la découpe font de ces cellules

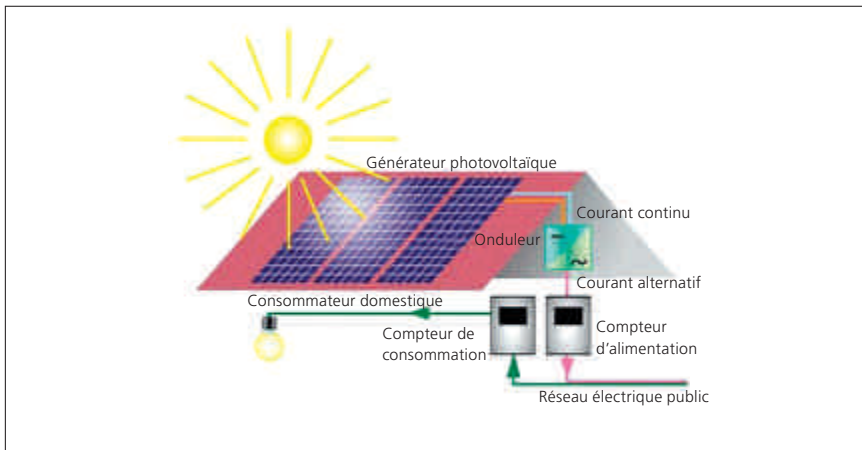


Fig. 2: Schéma de fonctionnement d'une installation PV raccordée au réseaux.

les plus onéreuses, mais aussi celles avec le rendement de conversion le plus élevé. Pour fabriquer des cellules solaires polycristallines, des blocs sont coulés à partir du silicium fondu, puis découpés en disques fins après solidification. Un grand nombre de cristaux sont visibles et la surface de coupe présente la structure bleutée typique des fleurs de givre. En bordure des différents cristaux, on observe des défauts qui expliquent le rendement moindre. La fabrication est plus simple et le prix est donc légèrement inférieur. Pour une même puissance, les cellules solaires au silicium polycristallin qui sont meilleur marché ont besoin d'une surface plus importante étant donné leur rendement plus faible, de sorte que le prix par unité de puissance (kWp) ne se différencie pratiquement pas de celui d'une installation avec des cellules monocristallines. Les modules solaires avec des cellules au silicium cristallin sont soumis à une dégradation continue (perte de puissance) de 0,5 à maximum 1 % par an.

Les cellules solaires au silicium amorphe/cellules solaires à couche ultramince: Le silicium ou un autre semi-conducteur est placé en couches ultraminces sur un substrat en verre ou autre, directement connecté en modules et hermétiquement scellé par une deuxième plaque de verre ou un autre matériau transparent. Les atomes de silicium ne forment pas de structure cristalline, d'où le qualificatif d'amorphe. Dernièrement, les couches amorphes sont complétées par une fine couche monocristalline pour améliorer le rendement de conversion. Grâce au peu de matériaux nécessaires et aux avantages de la technique employée, les coûts de ces cellules solaires sont les plus réduits. Il faut cependant savoir que leur rendement est inférieur à celui des cellules solaires cristallines. Par contre,

elles sont moins sensibles à la température et peuvent mieux exploiter la lumière diffuse par ciel couvert. Les cellules solaires au silicium amorphe affichent une dégradation élevée au départ (jusqu'à 25 %). Par la suite, la dégradation attendue est limitée. La puissance indiquée par le fabricant se réfère à la puissance après achèvement de la dégradation initiale. La durée de vie des cellules au silicium amorphe est incertaine, car les valeurs font défaut. Leur garantie de puissance est en général nettement inférieure à celle des cellules cristallines. Outre les cellules solaires au silicium amorphe, il existe également d'autres modules ultra-minces qui sont encore peu répandus sur le marché et qui posent encore des problèmes d'élimination et de recyclage.

Installation de courant solaire reliée au réseau

Les modules solaires avec cellules solaires intégrées sont le principal élément d'une installation de courant solaire (cf. annexe). Les installations de courant solaire fonctionnent normalement en réseau ou en îlot. La principale différence entre les deux types d'installations est que l'installation reliée au réseau injecte du courant dans le réseau du fournisseur d'électricité local, tandis que l'installation en îlot est destinée à des applications hors réseau (souvent en liaison avec un stockage dans des batteries). La présente analyse n'a porté que sur des installations reliées au réseau (cf. fig. 2). Plusieurs modules solaires connectés, un ou plusieurs onduleurs et un raccord au réseau d'électricité local constituent une installation reliée au réseau produisant et injectant du courant solaire. L'onduleur convertit le courant continu des modules solaires en courant alternatif adapté d'une tension

de 230 V et d'une fréquence de 50 Hz. De plus, il assure une fonction de régulation et de réglage pour optimiser le rendement énergétique. La quantité d'énergie injectée est enregistrée par un compteur de production.

Possibilités de réalisation et orientation des installations

L'installation a généralement lieu sur le toit des bâtiments, afin d'éviter d'occuper des terrains supplémentaires. Dans les régions où les conditions de rayonnement sont appropriées, les grandes installations sont également érigées sur des surfaces dégagées. Sur les toits en bâtère, les modules solaires sont montés sur la couverture («sur la toiture») ou jouent eux-mêmes le rôle de couverture (intégration dans le toit; «dans la toiture»), ce qui permet d'économiser des tuiles et de l'éternit ondulé. Des modules solaires semi-transparents servent également d'éléments de façades ou sont utilisés pour faire de l'ombre, mais la fonction d'élément de construction prévaut. Généralement, les modules solaires devraient être placés de façon à ce qu'ils ne soient jamais à l'ombre pour éviter les pertes de rendement. Dans l'agriculture tout particulièrement, il existe de nombreuses toitures qui conviennent pour la réalisation d'installations de courant solaire. En cas de construction de bâtiments d'exploitation neufs, il est impératif de veiller à associer un dispositif de ventilation du foin. Les modules solaires intégrés dans la toiture peuvent assumer la fonction supplémentaire de collecteur solaire thermique. Pendant la ventilation du foin, les modules refroidissent, ce qui se répercute de manière positive sur le rendement en électricité. Non seulement l'exposition, mais aussi l'inclinaison des modules a une grande influence sur le rendement de l'installation. L'angle d'inclinaison des modules est égal à la différence par rapport à l'horizontale. Pour la plupart des sites en Suisse, l'inclinaison optimale des modules est de 30° et l'orientation idéale vers le Sud.

Quel rendement en courant peut-on espérer?

Le rendement du courant solaire (kWh/m²*a) est une valeur décisive pour la rentabilité d'une installation. Le rendement dépend de différents facteurs d'influence et se calcule comme suit (cf. tab. 1): Rendement du courant solaire (kWh/m²*a) = SA * AF * WG * SV * D. Le rayonnement sur un site donné dépend aussi du niveau de

l'horizon qui détermine le début et la fin du rayonnement solaire au cours de la journée, mais aussi de l'ombrage diffus et indirect. Ainsi, la lumière est légèrement plus intense sur une hauteur que dans une dépression. Les pertes du système relativement importantes pour le rendement en électricité dépendent d'une part de la température, du degré d'efficacité de l'onduleur, de la résistance du câblage et de la réflexion. Il est difficile de prévoir le rendement en électricité du fait de nombreuses incertitudes. Outre la fluctuation des rayonnements due aux conditions météorologiques, les facteurs liés au site, à la construction et au système ne peuvent pas être déterminés exactement au préalable. Des modèles informatiques permettent de calculer approximativement les rendements, resp. les pertes des différents systèmes sur un site donné.

Hypothèses pour les installations PV sélectionnées

Le tableau 2 présente la liste des principales hypothèses techniques.

Dimension des installations et hypothèses techniques

Dans les exploitations agricoles en Suisse, on trouve des toitures de 100 à 1500 m² ou plus. Elles remplissent souvent les principales conditions d'inclinaison (environ 30°) et d'orientation (au Sud ou légèrement déviées). Une étable moyenne suisse datant des années 80 pour 20 vaches laitières plus jeune bétail est recouverte d'une toiture en bâtière, avec une surface unilatérale de 250 à 280 m². A partir de ces données, le calcul de rentabilité a pris en compte trois surfaces de toitures différentes de 70, 280 et 800 m². Si l'on admet que le rendement du module est de 13,5 %, cela correspond à des installations d'une puissance d'env. 9, resp. 38, resp. 108 kWp (cellules solaires cristallines). Pour chacune des trois surfaces considérées, les calculs ont été faits avec des cellules solaires au silicium cristallin et amorphe, qui se distinguent par leur rendement et la surface nécessaire. En outre, les deux modes de montage ont été pris en compte (sur la toiture; dans la toiture). Au total, on obtient donc douze variantes (3*2*2). Pour les cellules solaires cristallines, la dégradation annuelle a été calculée de sorte qu'au bout de 25 ans, la puissance soit encore de 85 %, soit une dégradation

Tab. 1: Facteurs déterminant le rendement potentiel en courant solaire.

| Rendement en énergie solaire | Energie électrique produite |
|--|--|
| R: Rayonnement (kWh/m ² *a) | Energie solaire issue du rayonnement, resp. lumière; dépend notamment du site géographique, des conditions météorologiques, de l'orientation de la surface et de l'ombrage. |
| FO: facteur d'orientation | Valeur indiquant l'écart par rapport à l'orientation optimale; l'orientation optimale (Sud, 30°-inclinaison du module) = 1. orientation Sud-Ouest ou 50°-inclinaison du module = 0,95. |
| TR: taux de rendement du module % | Capacité de conversion du module dans les conditions de test standards. Taux de rendement (TR) = puissance électrique (P) / rayonnement (R). |
| PS: Pertes liées au système % | Pertes dues en premier lieu à l'influence de la température, au taux de rendement de l'onduleur, aux câbles et à la réflexion des rayons. |
| D: Dégradation % | Recul du taux de rendement des modules solaires avec le vieillissement. |
| Influence de la température | Plus la température des cellules augmente, plus la puissance diminue; un mode de montage avec aération par-dessous et par derrière limite le réchauffement. |
| Taux de rendement de l'onduleur et pertes liées aux câbles | Capacité de conversion de l'onduleur du courant continu en courant alternatif conforme au réseau, résistance des câbles. |
| Réflexion | Pertes par réflexion des rayons au niveau du module. |

Tab. 2: Hypothèses techniques.

| Type de module | Cellules solaires au silicium monocristallin | Cellules solaires au silicium amorphe en couches ultrafines |
|---|--|---|
| Taux de rendement du module | 13,5 % | 8 % |
| Surface nécessaire | 7,4 m ² /kWp | 12,5 m ² /kWp |
| Durée d'utilisation réaliste | ~ 30 ans | ~ 20 ans |
| Dégradation annuelle | -0,6 % | Déjà pris en compte |
| Dégradation moyenne (au bout de 12,5 ans) | -7,5 % | Déjà pris en compte |
| Pertes de rendement pour une installation dans la toiture | 3 % | 0 % |
| Taux de rendement de l'onduleur | > 90 % | > 90 % |
| Durée d'utilisation de l'onduleur | 10-15 ans | 10-15 ans |
| Part de l'onduleur dans l'investissement total | 10 % | 10 % |
| Pertes liées au système | 23 % | 20 % |

annuelle de 0,6 %. Cette valeur se situe légèrement au-dessus de la puissance garantie par de nombreux fabricants qui n'est que d'environ 80 % au bout de 25 ans. Les pertes de rendement admises dans les installations «dans la toiture» sont dues à l'aération un peu moins bonne sous l'installation et à l'augmentation de la température du module qui en découle. Le fait que les cellules solaires au silicium amorphe ultraminces sont moins sensibles aux fluctuations de température que les cellules solaires mono- et polycristallines a également été pris en compte.

Rendement pour différentes conditions de rayonnement

Le rayonnement étant considéré comme le principal facteur déterminant le rendement en électricité, il a été différencié par région (cf. fig. 3, tab. 3). Pour chaque catégorie de rayonnement, on a déterminé une moyenne régionale de rayonnement horizontal à l'aide d'un programme de calcul (PVGIS, Suri 2007) sur la base de lieux de référence.

Cette moyenne a été adaptée à la surface du module présentant une orientation optimale. Les valeurs ainsi obtenues permettent de procéder à une découpe régionale, mais ne permettent pas de donner des avis précis sur les sites locaux individuels. Pour de tels résultats, il faudrait avoir des données de mesure plus précises. En outre, il faut savoir que la carte représentée repose sur d'anciennes données météorologiques (1983-1992). Pour les installations modèles calculées, on a choisi comme variante de référence une orientation optimale (Sud et inclinaison du module 30°) sur le site 2 (Plateau sans les régions à brouillard, Jura, Préalpes).

Hypothèses relatives au calcul de rentabilité

Recettes

Les recettes des ventes de courant sont le produit de la quantité de courant vendue (kWh) et du prix du courant par kWh. Le

Tab. 3: Sites et rayonnement (Source: PVGIS, Meteonorm).

| Sites de référence (région) | Catégorie Région | Rayonnement solaire horizontal (kWh/m ² *a) | Rayonnement solaire optimal (kWh/m ² *a) |
|--|------------------|--|---|
| Zones à brouillard du Plateau | 1 | 1050 | 1200 |
| Reste du Plateau, Jura, Préalpes | 2 | 1150 | 1300 |
| Coire, Bellinzona, Monthey (vallées alpines) | 3 | 1250 | 1420 |
| Sion, Davos (vallées alpines du Sud) | 4 | 1350 | 1550 |
| Samedan, St. Moritz (Haute-Engadine) | 5 | 1382 | 1640 |

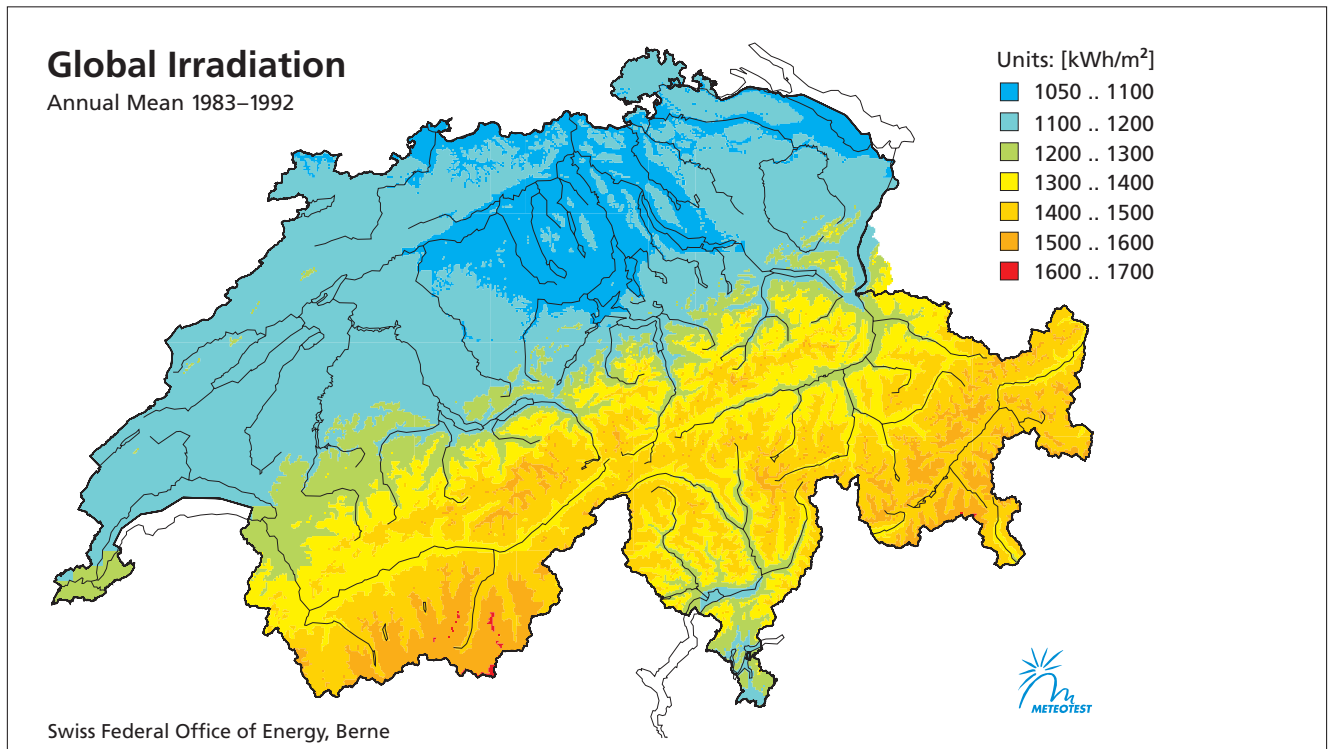


Fig. 3: Rayonnement solaire global en Suisse, horizontalement (Source: cartes topographi-ques nationales, Berne; données relatives aux rayonnement: Meteonorm).

Tab. 4: Taux de rétribution dans la nouvelle Ordonnance sur l'énergie.

| Catégorie d'installations | Puissance | Rétribution de l'injection (Fr. / kWh) |
|---------------------------|--------------------|--|
| Montée sur la toiture | Jusqu'à 10 kW | 0,75 |
| | De 10 à 30 kW | 0,65 |
| | De 30 à 100 kW | 0,62 |
| | ab 100 kW | 0,6 |
| Intégrée dans la toiture | Jusqu'à 10 kW | 0,9 |
| | De 10 à 30 kW | 0,74 |
| | De 30 à 100 kW | 0,67 |
| | A partir de 100 kW | 0,62 |

Tab. 5: Investissements et rendement des installations modèles dans la région 2.

| Installation | Cellules solaires au silicium cristallin | | | | Cellules solaires au silicium amorphe en couches ultrafines | | | |
|------------------------------------|--|----------------------|--------------------------|--------------------------|---|----------------------|--------------------------|--------------------------|
| | Puissance (kWp) | Rendement (kWh / an) | Investissement (Fr./kWp) | Investissement Total Fr. | Puissance (kWp) | Rendement (kWh / an) | Investissement (Fr./kWp) | Investissement Total Fr. |
| Sur la toiture: 70m ² | 9,45 | 8 740 | 8 900 | 84 105 | 5,6 | 5 820 | 8 277 | 46 351 |
| Sur la toiture: 280m ² | 37,8 | 34 950 | 7 804 | 294 982 | 22,4 | 23 260 | 7 257 | 162 568 |
| Sur la toiture: 800m ² | 108 | 99 850 | 7 378 | 796 839 | 64 | 66 460 | 6 862 | 439 147 |
| Dans la toiture: 70m ² | 9,45 | 8 470 | 10 947 | 103 449 | 5,6 | 5 820 | 10 181 | 57 012 |
| Dans la toiture: 280m ² | 37,8 | 33 900 | 9 111 | 344 410 | 22,4 | 23 260 | 8 474 | 189 808 |
| Dans la toiture: 800m ² | 108 | 96 850 | 8 265 | 892 603 | 64 | 66 460 | 7 686 | 491 923 |

prix du courant par kWh dépend de la rétribution d'injection selon la révision de la Loi sur l'énergie (cf. tab. 4). Le tableau 5 répertorie les rendements de courant calculés pour les installations modèles en kWh par an.

Montant d'investissement

Les investissements (cf. tab. 5) englobent les installations prêtes à l'emploi avec modules solaires, onduleurs, câblage, planification et montage (main-d'œuvre et dispositifs de montage). Le raccordement au réseau n'est pas compris. Pour le raccordement au réseau, il faut également tenir compte des coûts de l'électricien (coûts qui n'interviennent qu'une fois) et pour les installations de plus de 10kWp, de l'inspection du courant fort. Les installations de grande dimension, situées dans des exploitations qui se trouvent en dehors de la zone d'urbanisation principale, doivent éventuellement s'attendre à des coûts de raccordement supplémentaires, pour cause d'adaptations techniques. Après dépouillement des offres et des indications des fournisseurs, on a estimé que l'investissement pour une installation de 70m² avec cellules solaires au silicium cristallin représentait une valeur initiale de CHF 8900.–/kWp. Cette valeur sert de point de départ pour différencier le coût des installations en fonction de leur type et de leur dimension. Pour les installations de même surface avec cellules solaires amorphes à couche ultramince, la valeur initiale a été abaissée de 7 %, car cette technologie est meilleur marché du fait de son mode de fabrication plus simple. Le retour d'investissement par kWp plus la surface et /ou plus la puissance augmente, c'est-à-dire l'effet d'échelle, est significatif pour les petites installations jusqu'à une puissance d'environ 30 kWp, tandis qu'il diminue relativement vite après. Ce phénomène peut être dû à ce que le module solaire qui est la part de l'installation la plus coûteuse, mais aussi le nombre des onduleurs évoluent de manière linéaire par rapport à la dimension de l'installation. Une dégression des coûts ne peut donc être obtenue que par des rabais sur les quantités. La valeur de base des installations intégrées «dans la toiture» est 23 % supérieure à celle des installations «sur la toiture». Cette estimation repose sur les valeurs calculées des taux de rétribution de l'injection du courant. Le démontage et l'élimination d'une éventuelle toiture existante ainsi que les éventuels travaux d'adaptation n'ont pas été pris en compte. On peut supposer que les installations intégrées dans la

toiture des bâtiments agricoles pourraient être réalisées de manière encore plus économique selon les cas.

Il est possible de réaliser des économies sur les investissements si une partie au moins des travaux de montage des modules est effectuée par l'agriculteur lui-même. Les calculs n'ont toutefois pris en compte aucune prestation propre de ce type.

Amortissements, coûts du capital, entretien

La structure des coûts des installations photovoltaïques est relativement simple, le poste le plus important étant celui des amortissements, suivi des coûts du capital, qui sont déterminés par les taux d'intérêt et des coûts d'exploitation (entretien, réparations, divers) et sont plutôt subordonnés. Les coûts d'entretien annuels (principalement assurances et travaux d'entretien réguliers) ont été chiffrés à 0,8 % de la somme d'investissement. La durée d'amortissement des différents éléments de l'installation est variable et se situe légèrement en dessous de la durée d'utilisation technique (cf. tab. 2). Dans les installations avec cellules solaires au silicium cristallin, l'onduleur est amorti sur 10 ans, la durée d'utilisation technique est actuellement d'environ 15 ans. Les modules solaires et le reste de l'installation sont amortis sur 25 ans, à l'instar de la rétribution d'injection garantie qui est prévue pour 25 ans. La durée de vie des cellules solaires au silicium amorphe est actuellement jugée plus réduite, ce qui explique que ce type d'installations soit amorti sur 15 ans. La garantie offerte par de nombreux fabricants ne dépasse souvent pas cinq ans, car on ne dispose pas d'expérience sur une longue durée. Par conséquent, en ce qui concerne la durée d'amortissement, les bases solides font encore défaut. En ce qui concerne le financement, on estime la part de capitaux propres à 20 % avec un taux d'intérêt de 3 %, ce qui correspond approximativement au taux d'intérêt des obligations fédérales sur dix ans: 2,91 % (état novembre 2007). On suppose également l'ouverture d'un crédit d'investissement sans intérêt (CI) d'un montant de CHF 200 000.– max., soit 50 % de l'investissement total. Suivant la situation de l'exploitation, le CI maximum ne peut pas être entièrement exploité par manque de garanties. C'est pourquoi dans la situation de référence, le CI a été fixé à 25 % de l'investissement total. Le montant restant est financé par un crédit bancaire (CB) avec un taux d'intérêt moyen de 5 %.

Résultats économiques

La rentabilité se mesure à l'aide des quatre résultats économiques suivants:

1. Les **bénéfices ou pertes calculées** constituent la différence entre les recettes et les coûts totaux. Des bénéfices représentent un dédommagement pour le management et les risques, après que la main-d'œuvre et les capitaux aient été indemnisés.
2. La **rentabilité du capital total ou le rendement du capital** (correspond approximativement au «Return on Investment», ROI) est une valeur permettant de mesurer la rentabilité d'un investissement en mettant les bénéfices ou les pertes en rapport avec le capital investi. Les coûts des intérêts sont soustraits des coûts totaux, pour les capitaux empruntés comme pour les capitaux propres. La différence par rapport aux recettes totales est divisée par la somme investie. Il faut savoir que les crédits d'investissement éventuels font certes partie du capital investi, mais sont sans intérêt.
3. La **rentabilité des capitaux propres** ou rendement des capitaux propres représente les bénéfices ou les pertes par rapport aux capitaux propres investis. Les coûts des intérêts des capitaux propres sont soustraits des coûts totaux (en fonction des intérêts calculés). La différence par rapport aux recettes totales est divisée par les capitaux propres investis. La rentabilité des capitaux propres peut être comparée à celle de placements alternatifs. Un taux d'intérêt de 3 % pour une durée d'amortissement de 25 ans est considéré comme atteint lorsque le rendement des capitaux propres est d'au moins 1,74 % (taux d'intérêts moyen des capitaux immobilisés).
4. Les **coûts de revient du courant** (cts./kWh) se calculent en divisant les coûts totaux par la quantité de courant produite. Il s'agit du point de break-even ou de seuil de bénéfices, c'est-à-dire du prix du courant nécessaire pour pouvoir couvrir les coûts (bénéfices = 0). Cette valeur est utile pour comparer avec les autres procédés de production de courant.

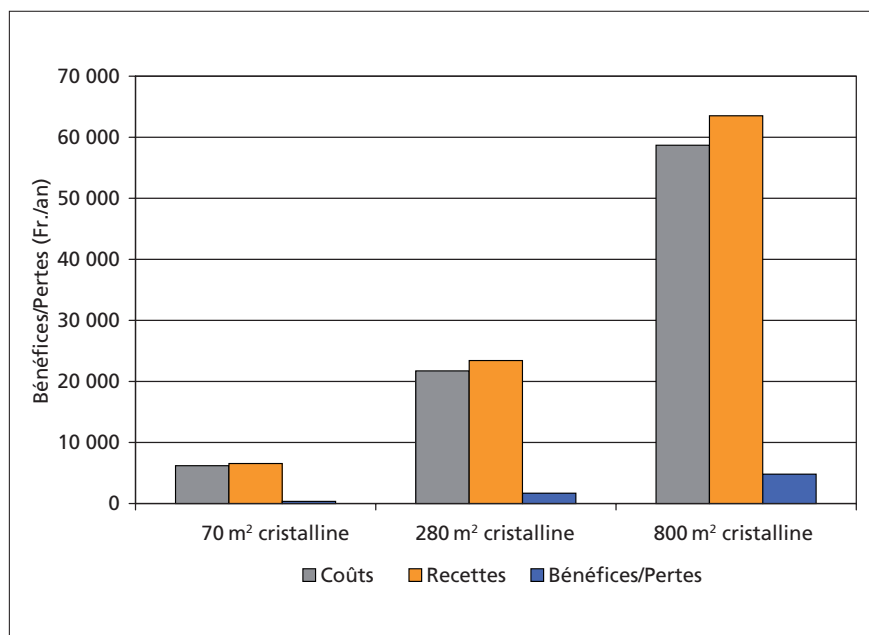


Fig. 4: Recettes, coûts et bénéfices des installations modèles cristallines dans la variante de référence.

Tab. 6: Rentabilité des installations modèles dans la variante de référence (CI 25 %).

| Rendement du capital | 70 m² cristalline | 280 m² cristalline | 800 m² cristalline | 70 m² amorphe | 280 m² amorphe | 800 m² amorphe |
|---------------------------------------|-------------------|--------------------|--------------------|---------------|----------------|----------------|
| Sur la toiture | 2,4% | 2,5% | 2,6% | 1,6% | 2,1% | 2,0% |
| Dans la toiture | 2,0% | 2,2% | 2,2% | 1,4% | 2,1% | 2,0% |
| Rendement des capitaux propres | | | | | | |
| Sur la toiture | 3,9% | 4,6% | 4,8% | 0,1% | 2,8% | 2,2% |
| Dans la toiture | 1,8% | 2,7% | 2,5% | -1,0% | 2,8% | 2,2% |

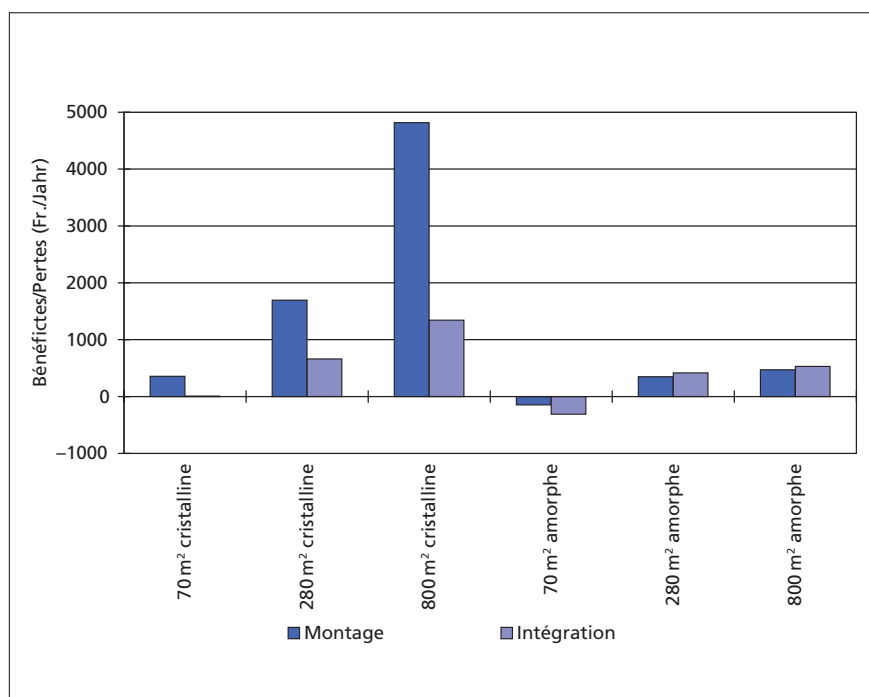


Fig. 5: Influence du type de module et du mode de montage sur les bénéfices, resp. les pertes (variante de référence).

Résultats

Influence du type et de la dimension de l'installation

Dimension de l'installation

En ce qui concerne les résultats, il faut tout d'abord comparer la dimension des installations, puis considérer l'influence du type de module et du mode de montage. La figure 4 représente les recettes, les coûts et les bénéfices/pertes de la variante de référence avec les modules cristallins. On constate que les bénéfices réalisés, qui sont au maximum de CHF 4800.- par an (pour 800m²), se situent à un niveau modeste. Les bénéfices absolus doivent être considérés par rapport à l'investissement. C'est pourquoi la rentabilité des capitaux constitue une meilleure valeur de comparaison (cf. vue d'ensemble dans le tab. 6). La rentabilité des capitaux propres investis est de 3,9% dans la petite installation et de 4,6%, resp. 4,8% dans les installations plus grandes. Par conséquent, le taux d'intérêt calculé (taux d'intérêt moyen des capitaux immobilisés: 1,74%) est nettement dépassé dans tous les cas. La différence entre l'installation moyenne (280 m²) et la grande installation (800 m²) est très faible. Elle tient d'une part à l'échelonnement de la rétribution de l'injection de courant et d'autre part, aux faibles effets d'échelle, ce qui différencie la photovoltaïque des autres sources d'énergie alternative, comme le biogaz ou les éoliennes.

Type de module et mode de montage

La figure 5 présente les bénéfices ou pertes de tous les types d'installations, en tenant compte du type de module amorphe et du mode de montage Intégration dans la toiture (colonnes bleu clair). Sur la base des hypothèses de départ, les installations avec modules amorphes sont moins rentables que les installations avec modules cristallins. C'est surtout le cas des petites installations. La rentabilité des installations amorphes dépend cependant largement de la durée d'amortissement, qui est encore sujette à d'importantes incertitudes. Une intégration dans la toiture de modules solaires cristallins semble moins rentable qu'une construction sur la toiture, sachant qu'on estime que l'investissement est 23% supérieur. Une intégration dans la toiture de modules solaires amorphes affiche des résultats similaires à légèrement meilleurs qu'un montage sur le toit (exception: petite installation). Etant donné la double fonc-

Tab. 8: Rentabilité des installations cristallines sur différents sites (montage sur la toiture).

| Rendement du capital | 70 m ² cristalline | 280 m ² cristalline | 800 m ² cristalline |
|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Site 1 | 1,6 % | 1,8 % | 1,8 % |
| Site 2 | 2,4 % | 2,5 % | 2,6 % |
| Site 3 | 3,1 % | 3,3 % | 3,3 % |
| Site 4 | 3,9 % | 4,1 % | 4,1 % |
| Site 5 | 4,7 % | 4,9 % | 4,9 % |
| Rendement des capitaux propres | | | |
| Site 1 | 0,1 % | 0,7 % | 0,9 % |
| Site 2 | 3,9 % | 4,6 % | 4,8 % |
| Site 3 | 7,5 % | 8,3 % | 8,5 % |
| Site 4 | 11,5 % | 12,4 % | 12,6 % |
| Site 5 | 15,4 % | 16,4 % | 16,6 % |

tion des installations intégrées dans la toiture, il faut cependant tenir compte du fait qu'on économise la couverture de toit. Suivant le matériau utilisé pour la couverture, cette solution peut permettre d'économiser CHF 34.– (tôle profilée) à CHF 70.– (tuiles) par m². Pour les constructions neuves ou les toits qui devront être rénovés dans les trente prochaines années, cette forme de montage doit être privilégiée, d'un point de vue économique également. La rentabilité de tous les types d'installations est répertoriée dans le tableau 6. Le rendement du capital oscille entre 1,4 % et 2,6 % suivant l'installation. Le rendement des capitaux propres est compris entre –1 % et 4,8 %. Les installations plus petites affichent des rentabilités légèrement inférieures, tandis que les installations moyennes et les plus grandes obtiennent des résultats relativement semblables. Le tableau 7 donne un exemple de calcul d'une installation sur le toit avec des modules cristallins (variante de référence) (cf. fig. 4, variante 280m²).

Influence du site (rayonnement solaire)

La figure 6 montre l'effet du rayonnement solaire en fonction de l'exposition géographique (cf. tab. 3). Il est évident que les sites qui présentent un rayonnement solaire plus élevé réalisent de recettes nettement meilleures avec des coûts comparables et dégagent donc des bénéfices plus élevés. A partir du site 3, ces derniers atteignent des montants à cinq chiffres pour les installations les plus grandes. Les rentabilités augmentent elles aussi considérablement (tab. 8). Ces sites sont en mesure de compenser

Tab. 7: Exemple de calcul : installation photovoltaïque 280 m² cristalline.

| Poste | Unité | Valeur | Remarque |
|--|--------------------------|---------------|---|
| Rendement | | | |
| Surface | m ² | 280 | |
| Puissance nominale | kWp | 37,8 | 13,5 % (taux de rendement du module) de 280 m ² |
| Rayonnement attendu en cas d'orientation optimale | kWh/m ² et an | 1298 | |
| Rendement attendu par an | kWh/an | 34 946 | Rayonnement * facteur d'orientation * puissance nominale. Déduction faite des pertes liées au système (23 %) et de la dégradation moyenne (7,5 %) |
| Rendement par kWp de puissance | kWh/an | 924,5 | Rendement par an divisé par la puissance nominale |
| Recettes | | | |
| Pour les premiers 10 kWp | Fr./an | 6 934 | 10 kWp * rendement / kWp * 0,75 |
| Pour les 20 kWp suivants | Fr./an | 12 018 | 20 kWp * rendement / kWp * 0,65 |
| Pour les 7,8 kWp suivants | Fr./an | 4471 | 7,8 kWp * rendement / kWp * 0,62 |
| Total | Fr./an | 23 423 | Somme |
| Rétribution de l'injection obtenue par kWh | Fr. | 0,67 | Total des recettes divisé par le rendement par an |
| Coûts | | | |
| Investissement | Fr. | 294 982 | 7803,75 / kWp * puissance nominale |
| Capitaux propres | Fr. | 58 996 | 20 % de l'investissement |
| Prêt sans intérêt (CI) | Fr. | 73 745 | 25 % de l'investissement |
| Crédit bancaire | Fr. | 162 240 | Montant restant |
| Taux d'intérêt moyen des capitaux empruntés | % | 3,44 | Coûts des intérêt du crédit bancaire = Fr. 8112 divisé par le total des capitaux empruntés (y comp. CI) |
| Taux d'intérêt moyen des capitaux empruntés pour l'amortissement | % | 2,02 | Calculé selon la formule d'annuité (amortissement annuel pris en compte) |
| Taux d'intérêt moyen des capitaux propres pour l'amortissement | % | 1,74 | Calculé selon la formule d'annuité (amortissement annuel pris en compte) |
| Coût des intérêts des capitaux empruntés | Fr./an | 4772 | Capitaux empruntés * taux d'intérêt moyen |
| Coût des intérêts des capitaux propres | Fr./an | 1027 | |
| Amortissement par an | Fr./an | 13 569 | 10 % de l'investissement (onduleur) sur 10 ans, reste sur 25 ans |
| Coûts d'exploitation | Fr./an | 2360 | 0,8 % de l'investissement |
| Coûts au total | Fr./an | 21 728 | Somme |
| Coûts de revient | Fr./kWh | 0.62 | Coûts divisés par le rendement |
| Bénéfices / pertes | Fr./an | 1695 | Recettes moins les coûts |
| Rendement du capital | % | 2,5 % | Bénéfices + coûts des intérêts divisés par l'investissement |
| Rendement des capitaux propres | % | 4,6 % | Bénéfices + coûts des intérêts des capitaux propres divisés par les capitaux propres |

plus facilement des conditions défavorables telles qu'une moins bonne orientation de l'installation ou des taux d'intérêt inférieurs pour les capitaux propres. Dans les zones d'urbanisation suisses, les sites favorables sont réunis sur une petite surface. Dans les zones réputées à brouillard en Suisse (site 1), les installations photovoltaïques avec montage sur la toiture ne devraient pouvoir couvrir leurs coûts de revient ou fonctionner de manière à peu près rentable que moyennant des conditions financières particulièrement favorables (crédits bancaires avantageux).

Autres facteurs d'influence

Afin d'estimer l'importance des autres facteurs d'influence, la variante de référence des trois installations modèles (module solaire cristallin avec montage sur la toiture) a été comparée à différentes variantes. Les six variantes comparées sont décrites dans le tableau 9. La figure 7 présente les bénéfices et les pertes des différentes variantes. On observe l'importance relativement élevée du mode de financement. L'ampleur du crédit d'investissement sans intérêt joue un rôle prépondérant. Lorsqu'aucun CI n'est accordé (variante 1), l'installation n'est pas

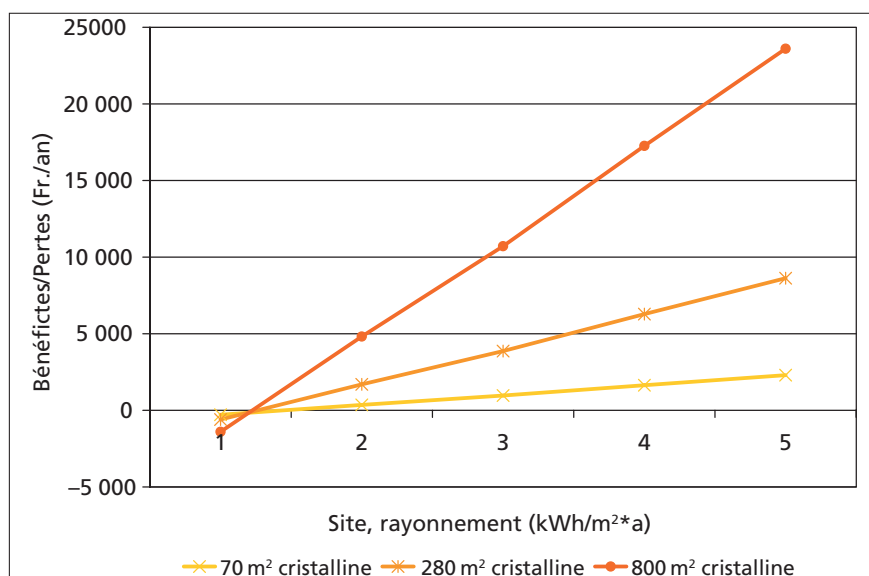


Fig. 6: Bénéfices et pertes des installations cristallines (sur la toiture) dans différents sites.

Tab. 9: Description des variantes comparées.

| Variante n° | Breve dénomination | Description |
|-------------|--|--|
| 0 | Référence | Comme décrit plus haut; site 2; le crédit d'investissement sans intérêt représente 25 % de l'investissement. |
| 1 | Sans CI | Aucun crédit d'investissement sans intérêt – tous les capitaux sont empruntés à un taux d'intérêt de 5 % |
| 2 | CI 50 % | Le crédit d'investissement sans intérêt est entièrement exploité (50 % de l'investissement, max. Fr. 200000) |
| 3 | Taux d'intérêt 4 % | Taux d'intérêt plus favorable; le taux d'intérêt moyen du crédit bancaire est de 4 % (au lieu de 5 %). |
| 4 | Orientation Sud-Ouest | L'installation PV n'est pas orientée de manière optimale (45° Sud-Ouest ou Sud-Est) |
| 5 | 10 % de pertes liées au système en moins | Les pertes liées au système de 23 % sont réduites de 10 % (20,7 %) |
| 6 | Site 3-4 | Meilleur site (vallées alpines sans brouillard; moyenne des sites 3 et 4; cf. tab. 3) |

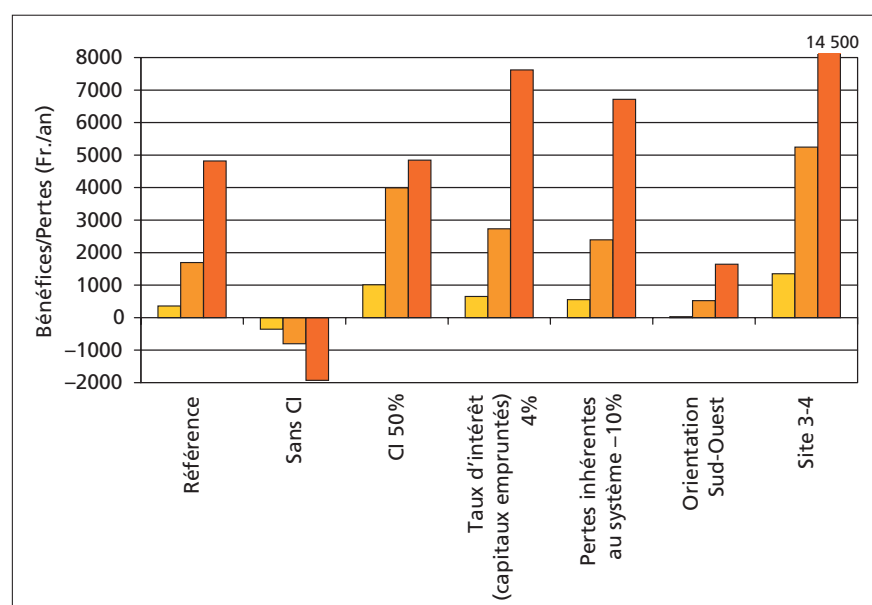


Fig. 7: Bénéfices et pertes de différentes variantes.

rentable par rapport à la variante de référence. En revanche, la multiplication par deux du CI de 25 % à 50 % (variante 2) ou, notamment dans les plus grosses installations, un taux d'intérêt plus favorable pour le crédit bancaire (variante 3) ont des répercussions nettement positives. L'alternative consiste bien entendu à compenser les coûts du capital emprunté en augmentant la part de capitaux propres, ce qui peut être envisagé notamment par les petites installations. Les autres variantes ont des répercussions essentiellement en termes de rendements. Dans les grandes installations, il ne faut pas sous-estimer l'influence des pertes inhérentes au système (variante 4). Par ailleurs, comme nous l'avons déjà mentionné dans le chapitre précédent, le site et le rayonnement solaire ont un effet décisif sur la rentabilité. Une orientation un peu moins favorable (variante 5) permet tout juste de couvrir les coûts dans le site 2, tandis qu'un meilleur site apporte de nettes améliorations quelle que soit la dimension de l'installation. Le tableau 10 présente les rendements des différentes variantes. Les rendements des capitaux propres qui sont seulement légèrement plus élevés, voire même plus bas, dans la grande installation (800 m²) par rapport à l'installation moyenne (280 m²) sont dus à l'échelonnement de la rétribution de l'injection du courant et aux effets d'échelle réduits. Les grandes installations (800 m² module cristallin) ressentent en outre les effets du seuil limite du crédit d'investissement fixé à 200 000 francs. Plus la part du crédit bancaire, dont le taux d'intérêt est de 5 %, augmente, plus le coût des intérêts des capitaux empruntés devient disproportionné. Le tableau 11 donne finalement une vue d'ensemble des coûts de revient de la production de courant dans les différentes installations et les différentes variantes. Dans le cas le plus avantageux, ils s'élèvent à 50 centimes (grande installation sur un site favorable), dans le cas le moins avantageux, ils sont de l'ordre de 80 centimes (petite installation sans crédit d'investissement).

Conclusions

Compte tenu des hypothèses de départ, les calculs réalisés pour trois installations modèles de dimensions différentes permettent d'arriver aux conclusions suivantes:

- Grâce à la nouvelle rétribution de l'injection du courant, les installations photovoltaïques dans l'agriculture s'avèrent

rentables sur la plupart des sites, sachant que l'ampleur du crédit d'investissement accordé constitue un facteur d'influence capital.

- Sans crédit d'investissement, la couverture des coûts de revient est mise en péril et ne peut être assurée que dans des conditions optimales (site, taux d'intérêt favorables, etc.).
- Les coûts de revient des installations étudiées avec cellules solaires cristallines montées sur la toiture oscillent entre 51 et 79 centimes par kilowatt heure de courant produit suivant la dimension et la variante.
- Les bénéfices réalisés se situent généralement à un niveau modeste, mais dépassent néanmoins le rendement des placements alternatifs à risque comparable.
- Etant donné les effets d'échelle réduits et l'échelonnement de la rétribution d'injection, les petites installations sont elles aussi en mesure d'atteindre une rentabilité acceptable.
- Pour les grandes installations notamment, il est important que les conditions des crédits bancaires soient favorables; sinon leur rentabilité reste au niveau de celle des installations moyennes, voire en dessous.
- Les coûts peuvent être couverts lorsque les conditions géographiques sont défavorables, comme dans les régions à brouillard, en compensant les mauvais rendements par des crédits plus avantageux.
- Pour les nouveaux bâtiments, lorsque la toiture doit être rénovée et lorsque la structure de l'installation doit répondre à des exigences élevées, il est préférable d'opter pour une intégration dans la toiture plutôt que pour un montage sur la toiture. Dans ce cas, on peut également envisager l'utilisation de cellules solaires au silicium amorphe ou de modules ultra-minces, car ils sont avantageux notamment pour les grandes surfaces. Les installations intégrées s'adaptent mieux dans les bâtiments existants et sont souvent privilégiées lors de l'obtention du permis de construire, pour des questions d'esthétique. D'où une plus large acception des installations photovoltaïques.
- Lors de l'examen des offres, il faut non seulement tenir compte des investissements par kWp, mais aussi des pertes inhérentes au système, qui influencent considérablement le rendement en courant. Il vaut donc la peine de recourir à un bureau de planification indépendant pour étudier exactement le rendement des installations proposées dans les offres.

Tab. 10: Rentabilité des installations cristallines selon différentes variantes Rendement du capital.

| Rendement du capital | Référence | Sans IC | CI 50 % | Taux d'intérêt 4% | Pertes liées au système moindres | Oriente-tion Sud-Ouest | Site 3-4 |
|---------------------------------------|-----------|---------|---------|-------------------|----------------------------------|------------------------|----------|
| 70m ² cristalline | 2,4 % | 2,4 % | 2,4 % | 2,4 % | 2,6 % | 2,0 % | 3,6 % |
| 280m ² cristalline | 2,5 % | 2,5 % | 2,5 % | 2,5 % | 2,8 % | 2,1 % | 3,7 % |
| 800m ² cristalline | 2,6 % | 2,6 % | 2,6 % | 2,6 % | 2,8 % | 2,2 % | 3,8 % |
| Rendement des capitaux propres | | | | | | | |
| 70m ² cristalline | 3,9 % | -0,4 % | 7,8 % | 5,6 % | 5,0 % | 1,9 % | 9,8 % |
| 280m ² cristalline | 4,6 % | 0,4 % | 8,5 % | 6,4 % | 5,8 % | 2,6 % | 10,6 % |
| 800m ² cristalline | 4,8 % | 0,5 % | 4,8 % | 6,5 % | 6,0 % | 2,8 % | 10,8 % |

Tab. 11: Coûts de revient des installations cristallines selon différentes variantes (centimes par kWh).

| Rendement du capital | Référence | Sans IC | CI 50 % | Taux d'intérêt 4% | Pertes liées au système moindres | Oriente-tion Sud-Ouest | Site 3-4 |
|-------------------------------|-----------|---------|---------|-------------------|----------------------------------|------------------------|----------|
| 70m ² cristalline | 71 | 79 | 63 | 68 | 69 | 75 | 62 |
| 280m ² cristalline | 62 | 69 | 56 | 59 | 60 | 65 | 54 |
| 800m ² cristalline | 59 | 66 | 59 | 56 | 57 | 62 | 51 |



Fig. 8: Une installation photovoltaïque ne demande pratiquement pas de travail, mais nécessite beaucoup de capitaux propres. Dans l'ensemble, le risque d'investissement et la rentabilité sont avantageux. (Photo: Agence Solaire Suisse)

- Avant d'envisager une telle construction et dans la cadre de la faisabilité du projet, il est recommandé de prendre contact avec les autorités locales et cantonales.
 - Lorsqu'on dispose de grandes surfaces, il faut s'informer très tôt de la capacité maximale de raccordement au réseau et des éventuels coûts d'adaptation qui en découlent.
- En ce qui concerne les résultats, il faut absolument prendre en compte le fait que la durée de vie des installations avec cellu-

les solaires cristallines est en général d'au moins 30 ans. Si toutefois les installations sont amorties au bout de 25 ans déjà, il ne reste plus ensuite qu'à financer les coûts d'entretien qui sont relativement faibles. La majeure partie des recettes tirées de la vente du courant au bout de 25 ans peut donc être considérée comme bénéfique et vient améliorer la rentabilité totale de l'installation. Il est fort probable que le prix du courant conventionnel soit nettement au-dessus de 15 centimes.

Bibliographie

BFE, Bundesamt für Energie: Medienmitteilung 27.6.2007.

Bührke T., Wengenmayr R. [et al.], 2007. Erneuerbare Energie: Alternative Energiekonzepte für die Zukunft, 1. Auflage, WILEY-VCH, Weinheim.

Gubler, N. et al. 2007: Rentabilité des installations de biogaz – Etude des principaux facteurs d’influence à partir de deux installations modélisées. Rapport ART n° 676, Station de recherche Agroscope Reckenholz-Tänikon, Ettenhausen.

Hostettler, T. 2007: Solarstromstatistik 2006, Bulletin SEV 8/2007 (Schweizerischer Elektrotechnischer Verein), Fehraltorf. KTBL, Kuratorium für Landtechnik und Bauwesen in der Landwirtschaft, KTBL-Schrift 420, 2004. Die Landwirtschaft als Energieerzeuger, Darmstadt.

Kaltschmitt M., Streicher W., Wiese A. (Hrsg.), 2006. Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Auflage, Springer Verlag, Berlin Heidelberg.

Konrad F., 2007. Planung von Photovoltaik-Anlagen, 1. Auflage, Friedr. Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden.

Suri M. et al. (2007). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), European Commission, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energy Unit, Ispra, Italy. <http://sunbird.jrc.it/pvgis/> oder: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>, PVGIS, European Commission, Joint Research Center (Oktober 2007).

Swissolar, 2007. Argumentarium. http://www.swissolar.ch/fileadmin/x_lib/download/FAQ_Potenzial_Solar_CH.pdf (November 2007).

Autres sources

Revision der Energieverordnung & Stromversorgungsverordnung (StromVV) - Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens, erschienen: 27.6.2007, Institution: Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)

Paul Scherrer Institut (PSI) für das Bundesamt für Energie (BFE), Final Draft 24 September 2004, BFE Energieperspektiven: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, Kapitel 5: Windenergie und Kapitel 7: Photovoltaik, Villigen.

Swissolar, 09.2002, Photovoltaik – Strom aus der Sonne, Informationsblatt, Zürich.

Annexes

Installations photovoltaïques: principes techniques

Le terme «photovoltaïque» vient du grec *phos*, *photo* = lumière et du physicien italien, le comte Volta, qui a donné son nom à l'unité de tension électrique. La photovoltaïque signifie donc la transformation directe de la lumière du soleil ou de la lumière en énergie électrique, resp. en courant. Le principe des installations photovoltaïques repose sur un phénomène physique qui a été découvert en 1839 par le physicien français Becquerel. A l'aide des photons de la lumière solaire, il est possible de produire du courant continu électrique dans un matériau semi-conducteur. Ce phénomène a été exploité techniquement pour la première fois au milieu du XX^{ème} siècle pour approvisionner en énergie les satellites qui se trouvent dans l'espace. L'utilisation industrielle n'a vraiment débuté que dans les cinq à dix dernières années, l'engouement pour les sources d'énergie alternatives s'étant considérablement développé. Preuve en sont également les chiffres de croissance de la branche photovoltaïque au cours des cinq dernières années dans le monde entier.

Structure et fonctionnement d'une cellule solaire

En principe, une cellule solaire se compose d'un disque en silicium ultrapur de 0,3 mm d'épaisseur. A la surface, ce semi-conducteur est dopé avec de très faibles quantités de phosphore, ce qui produit une couche dite conductrice de type N, qui forme le pôle négatif. La partie inférieure du disque est dopée avec du bore, ce qui permet la formation de la couche conductrice de type P, c'est-à-dire le pôle positif. Le «dopage» désigne le procédé par lequel un corps étranger est introduit et apporte délibérément des impuretés dans la cellule. Les corps étrangers permettent l'apparition de

porteurs de charge mobiles positifs et négatifs lorsque la lumière entre en contact avec la cellule solaire. Ils se déplacent séparément vers la partie inférieure et supérieure de la cellule où ils sont captés par des contacts sur lesquels se forme ainsi une tension électrique continue. Les contacts sont formés par des bandes de conduction étroites, de la forme d'un doigt sur la surface supérieure tournée vers la lumière et par un contact métallique recouvrant la totalité de la surface inférieure. Lorsqu'on raccorde par exemple une lampe comme utilisateur, c'est du courant continu qui circule. Ce dernier est transformé en courant alternatif par l'onduleur afin d'alimenter le réseau.

Module solaire

Le module solaire est un élément de l'installation de courant solaire. Les cellules solaires décrites ci-dessus sont raccordées en série par des bandes de conduction, puis scellées dans un emballage de verre et de plastique. Le module solaire est maintenu par un cadre en aluminium ou en acier, ce qui le protège ainsi des influences de l'environnement.

Impressum

Edition: Station de recherche Agroscope Reckenholz-Tänikon ART, Tänikon, CH-8356 Ettenhausen

Les Rapports ART paraissent environ 20 fois par an. – Abonnement annuel: Fr. 60.–.

Commandes d'abonnements et de numéros particuliers: ART, Bibliothèque, Tänikon, CH-8356 Ettenhausen, Tél. 052 368 31 31, Fax 052 365 11 90, E-mail: doku@art.admin.ch, Internet: <http://www.art.admin.ch>

Les Rapports ART sont également disponibles en allemand (ART-Berichte). ISSN 1661-7576.

Les Rapports ART sont accessibles en version intégrale sur notre site Internet (www.art.admin.ch).