



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et
de la communication DETEC

Office fédéral des transports OFT

Programme de mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 des
transports publics (SETP 2050)

Photovoltaïque et consommation propre dans les transports publics

Rapport final

Dr Christof Bucher, Basler & Hofmann AG / Haute école spécialisée bernoise

Jlcoweg 1, 3400 Burgdorf, christof.bucher@bfh.ch, www.bfh.ch, www.baslerhofmann.ch

Peter Toggweiler, Basler & Hofmann AG

Forchstrasse 395, 8032 Zurich, Peter.Toggweiler@baslerhofmann.ch, www.baslerhofmann.ch

David Stickelberger, Swissolar, Association des professionnels de l'énergie solaire

Neugasse 6, 8005 Zurich, stickelberger@swissolar.ch, www.swissolar.ch

Nathalie Spiller, Swissolar, Association des professionnels de l'énergie solaire

Neugasse 6, 8005 Zurich, spiller@swissolar.ch, www.swissolar.ch

Groupe d'accompagnement

Elmar Bumann, BLS
Tristan Chevroulet, OFT
Kilian Constantin, UTP
Marc Hächler, BLS
Wieland Hintz, OFEN
Stefan Hofmann, SOB
Urs Hunziker, VBZ
Pierre-André Pianzola, OFT
Marcel Reinhard, CFF
Véronique Robatel, TPF
Daniel Schaller, Planair (sur mandat de l'OFT)
Hermann Willi, OFT

Mentions légales

Éditeur

Office fédéral des transports OFT

Programme de mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 des transports publics (SETP 2050)

CH-3003 Berne

Conduite du programme

Tristan Chevroulet, OFT

Numéro de projet : 176

Source

Accessible gratuitement par Internet

www.bav.admin.ch/energie2050

L'auteur(e) ou les auteurs(es) sont seul(s) responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Berne, le 21 décembre 2020

Contenu

Contenu	3
Executive Summary	4
Executive Summary in English.....	4
Résumé	5
1 Situation de départ et objectif.....	6
2 Objectif du travail.....	6
3 Le photovoltaïque : de l'énergie à revendre !.....	7
3.1 Production énergétique du photovoltaïque en Suisse.....	8
3.1 Éléments d'une installation PV.....	9
4 Le potentiel du photovoltaïque et de l'autoconsommation	14
4.1 Potentiel du photovoltaïque en Suisse.....	14
4.2 Besoin d'électricité en Suisse.....	15
4.3 Consommation propre des entreprises de transports publics.....	18
5 Installations PV pour la technique ferroviaire	20
6 Financement, mesures d'encouragement et rentabilité	23
6.1 Financement d'installations PV	23
6.2 Soutiens financiers	24
6.3 Calcul de rentabilité	26
6.4 Modèles commerciaux pour les installations PV.....	33
7 Autorisations.....	41
7.1 Procédure relevant de la législation sur les chemins de fer.....	42
7.2 Procédure selon le droit communal ou le droit cantonal	44
8 Les obstacles typiques et comment les surmonter	45
8.1 Protection des monuments historiques	45
8.2 Durée d'utilisation attendue des bâtiments	47
8.3 Consommation d'électricité plus faible sur place	48
8.4 Des surfaces de toiture insuffisantes ou inadaptées.....	48
8.5 Rentabilité.....	48
8.6 Cadre réglementaire.....	49
9 Motivation et incitations à construire des installations PV	49
10 Pas à pas vers une installation PV privée	49
11 Exploitation d'une installation PV	53
12 Développement durable	54
12.1 Matières premières, production et transport	54
12.2 Élimination et recyclage	55
12.3 Bilan environnemental.....	56
13 Autres exemples de projets.....	58
Bibliographie.....	68
Répertoire des symboles et des abréviations	71
Annexe : Entreprises et organisations	73

Executive Summary

L'Office fédéral des transports (OFT) a chargé Swissolar d'élaborer un guide et un prospectus sur le thème du photovoltaïque (PV) et de la consommation propre dans les transports publics. Ces documents doivent encourager et habiliter les entreprises des transports publics (ET) à utiliser les potentiels de l'énergie solaire sur leurs bâtiments et leurs infrastructures. Le présent rapport expose les fondements de ces documents et montre, sur la base de nombreux exemples, comment les ET produisent déjà de l'électricité solaire à l'heure actuelle.

Les extrapolations réalisées sur la base des données de quelques entreprises de transports ont révélé que les ET pouvaient produire elles-mêmes 20 à 30 % de l'électricité dont elles ont besoin avec des installations PV. Cela devrait suffire à produire l'électricité supplémentaire, nécessaire pour remplacer les carburants fossiles.

Les installations PV d'une durée de vie de plus de 30 ans sont un investissement à long terme rentable. En général, leur temps de retour est de 15 à 20 ans. Une consommation propre aussi élevée que possible constitue un critère de rentabilité décisif; or la situation actuelle offre de nombreuses possibilités aux ET, qui consomment beaucoup d'électricité. Les applications à 50 Hz sont standard, alors que l'utilisation de l'électricité solaire pour la traction n'a, à ce jour, été mise en œuvre que dans le cadre de projets pilotes. A celui qui veut optimiser sa consommation propre, il est recommandé de porter un regard au-delà de son périmètre, par exemple dans le cadre d'un « regroupement dans le cadre de la consommation propre » (RCP). Les installations PV des ET ont droit à une rétribution unique, qui couvre près de 25 % des coûts d'investissement. Un financement grâce au fonds d'infrastructure ferroviaire (FIF) est possible à certaines conditions.

Les installations PV placées sur les infrastructures et la technique ferroviaire sont soumises à la procédure fédérale d'approbation des plans OFT PAP, mais peuvent fréquemment être réalisées dans le cadre d'une procédure simplifiée, voire même sans autorisation. Les installations situées hors de l'infrastructure ferroviaire dépendent de la procédure d'autorisation communale, souvent aussi dans le cadre d'une procédure simplifiée.

Executive Summary in English

The Federal Office of Transport (FOT) commissioned Swissolar to produce a guide and a flyer on the subject of photovoltaics (PV) and self-consumption in public transport. These are intended to encourage and enable public transport companies (TC) to use the solar energy potential on their own buildings and infrastructures. This report explains the background of these documents, using many examples to show how TCs already produce solar power today.

Projections from various TCs have shown that they could generate 20 to 30 per cent of their electricity requirements with PV systems on their own buildings. This should suffice to compensate for the additional electricity required to replace fossil fuels.

PV systems with a service life exceeding 30 years are a long-term investment that pays off. They generally have a payback period of 15-20 years. Decisive for their economic efficiency is the highest possible level of self-consumption, for which TCs, with their high power consumption, have many possibilities. Applications in the 50 Hz range are standardized, while the use of solar power for traction has thus far only been implemented with pilot projects. When optimizing self-consumption, it is advisable to look beyond the property line, e.g. in the context of a "collective self-consumption project" (CSC). TCs are entitled to a one-off payment that covers around 25 per cent of the investment costs. Financing through the Rail Infrastructure Fund (RIF) is possible under certain conditions.

PV systems on infrastructure and railway technology are subject to the plan approval procedure (PAP) of the FOT, but can often be realized in a simplified procedure or even without approval. Installations outside the rail infrastructure must undergo the municipal approval process, often in a simplified reporting procedure.

Résumé

Les experts s'entendent largement sur le fait que la consommation d'électricité va augmenter en Suisse, en raison de l'abandon des énergies fossiles (décarbonisation), et ce malgré une meilleure efficacité dans l'utilisation de l'énergie. Avec la le démantèlement progressif des centrales nucléaires, près de 40 % des capacités actuelles des centrales vont parallèlement disparaître. Les entreprises des transports publics (ET) participent également à cette évolution : la consommation d'énergie augmente sous l'effet de l'augmentation de l'offre de transport tandis qu'en parallèle, l'électricité vient remplacer le diesel.

Les ET doivent et peuvent contribuer raisonnablement à la transition énergétique de la Suisse. La Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral prévoit que le domaine des transports réduise sa consommation d'énergie de 50 % d'ici 2050. Avec le programme « *Stratégie énergétique 2050 des transports publics (SETP 2050)* », l'Office fédéral des transports (OFT) entend soutenir les activités dans le domaine des ET. L'un des quatre objectifs du programme est la production d'énergies renouvelables. C'est dans ce cadre que Swissolar a été chargée d'élaborer un guide sur le thème « Photovoltaïque et consommation propre dans les transports publics ». Ce document a pour objectif d'encourager et d'habiliter les ET à utiliser les potentiels de la production d'électricité solaire et de la consommation propre sur leurs infrastructures. En plus de ce guide, un prospectus et le présent rapport ont également été réalisés.

Dans un premier temps, le potentiel des ET en matière d'énergie solaire a été évalué. En l'absence de répertoire complet de tous les bâtiments et infrastructures des ET et puisque leur consommation d'énergie n'est pas publiquement connue, une estimation a été effectuée sur la base de quelques ET. Il résulte de ce calcul que 20 à 30 % des besoins annuels des ET pourraient être couverts par le photovoltaïque en exploitant toutes les surfaces potentielles. Pour déterminer plus précisément le potentiel, d'autres analyses seraient néanmoins nécessaires.

La consommation propre de l'électricité solaire produite est essentielle pour exploiter une installation PV de manière rentable. Cette électricité solaire peut être utilisée de différentes manières, par exemple dans des bâtiments ou des centres de calcul, mais aussi comme courant de traction. Pour ce dernier, il n'existe à ce jour pas d'onduleur ou de convertisseurs DC/DC standard, raison pour laquelle les expériences sont limitées à des projets pilotes, comme celui des CFF à Zurich-Seebach. Le potentiel est cependant énorme : une puissance PV de près de 100 MW pourrait être injectée dans le réseau à 16,7 Hz. Le présent rapport montre de quelle manière l'électricité solaire peut être utilisée par son producteur ou à d'autres fins.

Les installations PV d'une durée de vie de plus de 30 ans sont un investissement rentable à long terme. En général, leur temps de retour est de 15 à 20 ans. Le chapitre 6 indique comment réaliser un calcul de rentabilité correct et présente les facteurs à prendre en considération. La rétribution unique, mesure d'encouragement au niveau fédéral couvrant près d'un quart des coûts d'investissement, en fait partie. Le financement par le biais du Fonds d'infrastructure ferroviaire (FIF) n'est possible que si l'installation de production sert à couvrir les besoins propres en électricité industrielle et/ou domestique. Si tel est le cas, elle doit être aménagée sur/contre un bien immobilier ou une parcelle de terrain rattachée à l'infrastructure selon l'art. 62, al. 1, LCdF.

Le chapitre 7 est consacré à la pratique en matière d'autorisations. Si les bâtiments servent essentiellement à l'exploitation ferroviaire, ils sont soumis au droit ferroviaire et doivent suivre, dans certaines circonstances, la procédure d'approbation des plans de l'OFT. Si ce n'est pas le cas, la procédure de demande d'autorisation de construire communale ou cantonale normale s'applique, souvent dans le cadre d'une procédure simplifiée. Le rapport livre également des informations détaillées sur la technique, l'exploitation et l'aspect durable des installations photovoltaïques.

Des obstacles peuvent surgir lors de la mise en œuvre des projets photovoltaïques, notamment en raison d'exigences relevant de la protection du patrimoine, d'une consommation d'électricité réduite ou de difficultés de financement. Le cadre technique et légal offre de nombreuses possibilités de surmonter ces écueils. Un recueil complet d'exemples de projets, réalisés en Suisse et à l'étranger, présente de quelle manière les ET utilisent d'ores et déjà, de manière variée, le photovoltaïque en consommation propre. Les auteurs espèrent que ces exemples et les informations détaillées inciteront le plus grand nombre d'ET possible à en faire de même, de sorte que les transports publics en Suisse pourront être approvisionnés à l'avenir entièrement en énergie non polluante, produite localement !

1 Situation de départ et objectif

Les transports publics (TP) affichent une remarquable efficacité énergétique : à prestation de transport équivalente, ils consomment trois fois moins d'énergie que le trafic individuel motorisé. La différence entre le rail et la route est même de facteur dix pour le transport de marchandises. En absorbant une part plus élevée de la mobilité, les TP peuvent contribuer à accroître l'efficacité énergétique de l'ensemble du secteur des transports. Afin de conserver leur avantage écologique, les TP doivent toutefois augmenter encore leur efficacité énergétique et la part des énergies renouvelables dans leur consommation. La Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral prévoit que la consommation moyenne finale d'énergie par personne et par an diminue de 54 % d'ici 2050, par rapport à l'an 2000 (année de référence).. C'est pourquoi l'Office fédéral des transports (OFT) a lancé le programme « Stratégie énergétique 2050 des transports publics (SETP 2050) ». Swissolar a été chargée d'élaborer un guide sur le photovoltaïque et la consommation propre dans le cadre de ce programme. Les premières analyses du potentiel des énergies renouvelables dans les transports publics effectuées dans le cadre de la SETP 2050 ont été réalisées déjà en 2017 (Amstein+Walthert [1]).

Les centrales hydroélectriques des CFF couvrent aujourd'hui la quasi-totalité des besoins en électricité des compagnies ferroviaires. Mais le trafic augmente et, dans le même temps, les compagnies de bus doivent passer aux propulsions renouvelables. Le photovoltaïque (PV) offre désormais à toutes les entreprises des transports publics (ET) la possibilité de prendre en main une grande partie de leur propre approvisionnement en énergie. Les extrapolations montrent qu'elles pourraient, de cette manière, produire près d'un quart de leurs besoins en électricité sur leurs propres bâtiments. Pour assurer la rentabilité de telles installations, il est indispensable qu'une grande partie de l'électricité produite soit consommée simultanément sur place afin d'atteindre un niveau d'autoconsommation élevé.

2 Objectif du travail

Le guide « Photovoltaïque et consommation propre dans les transports publics » (appelé ci-après « guide ») de la stratégie énergétique des transports publics (SETP) doit motiver les entreprises des transports publics (ET) à construire davantage d'installations photovoltaïques (installations PV) et à contribuer, de cette manière, à réaliser une partie de la SETP. Ce guide s'adresse aux décideurs des entreprises de transport. Parallèlement à ce dernier, un prospectus a été élaboré pour résumer les principaux constats et les présenter avant tout dans le cadre politique des ET et aux médias.

Le présent rapport approfondit les contenus du guide et les complète d'informations supplémentaires. Des outils complémentaires tels que des graphiques de dimensionnement et des renvois à d'autres outils et ouvrages de référence y sont également présentés. Le présent rapport s'adresse au personnel technique des ET soucieux de s'informer plus en détail sur cette thématique.

3 Le photovoltaïque : de l'énergie à revendre !

Ce chapitre présente les chiffres clés importants et typiques du PV, de même que le calcul des données de référence. Le Tableau 1 présente un aperçu des chiffres-clés typiques d'une installation PV.

Tableau 1 : chiffres-clés typiques d'une installation PV

Surface de module pour 1 kW de puissance maximale	5 m ²
Surface de toit plat pour 1 kW de puissance maximale	7-10 m ²
Durée de vie de l'installation PV	25-35 ans
Rendement du module PV	17-22 %
Rendement de l'onduleur	98 %
Production énergétique de 1 kW de puissance maximale	~1000 kWh/année (à Berne)
Coûts de revient typiques de l'énergie solaire	0.08-0.15 CHF/kWh
Durée typique d'un projet, de l'idée de départ au premier kilowattheure produit	9 mois

Des informations actuelles sur le photovoltaïque sont disponibles aux adresses suivantes :

- [Site Internet d'EnergieSuisse](#)
- [Site Internet de Swissolar](#)
- [Outils de calcul de la FHNW \(en allemand\)](#)
- [Producteur de modules PV : Megasol](#)
- [Producteur de modules PV : 3S Solar Plus](#)
- [Photovoltaics Report de l'Institut Fraunhofer \(en allemand\)](#)

3.1 Production énergétique du photovoltaïque en Suisse

Le production énergétique d'une installation PV raccordée au réseau est largement proportionnelle au rayonnement solaire au niveau des modules. Le rayonnement solaire (insolation) annuel (Gk en kWh/(m² * an)) au niveau du module dépend du site ainsi que de l'orientation et de l'inclinaison des modules PV. Le rayonnement solaire typique sur une surface légèrement inclinée vers le sud en Suisse est le suivant :

- Plateau suisse : 1200 – 1300 kWh/(m²*a)
- Régions de montagne : 1300 – 1500 kWh/(m²*a)

Ensoleillement annuel moyen en Suisse selon les régions

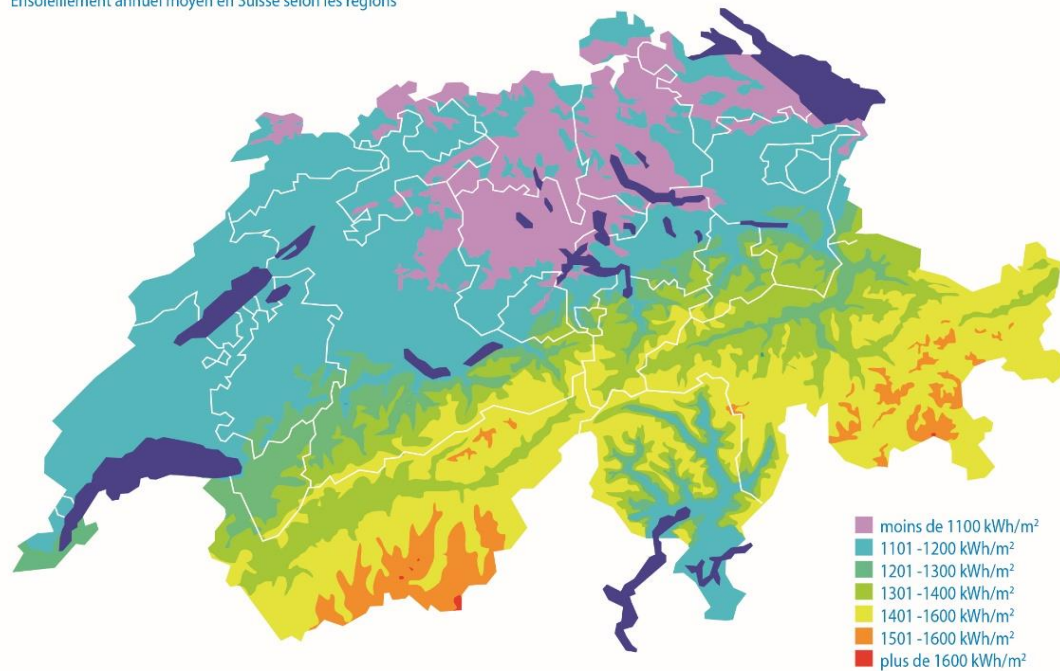


Figure 1 : rayonnement solaire (insolation) annuel moyen en Suisse, graphique : Meteotest, mandaté par Swissolar

Pour les modules PV qui ne sont pas orientés vers le sud ou dont l'inclinaison s'écarte de la situation optimale (les rayons solaires tombent à la verticale sur le module), la production énergétique est moindre. La Figure 2 montre les facteurs de réduction typiques du rayonnement solaire annuel Gk sur des surfaces qui ne sont pas inclinées de manière optimale vers le sud (l'angle d'inclinaison optimale en Suisse varie entre 25° et 45°, dans la Figure 2, l'angle d'inclinaison est de 30°). En lien avec les critères architecturaux, l'orientation et l'inclinaison des modules PV sont généralement considérés comme un facteur secondaire dans la pratique, les pertes de rendement par rapport à la situation optimale n'étant que minimales lorsque les écarts s'inscrivent dans le cadre usuel.

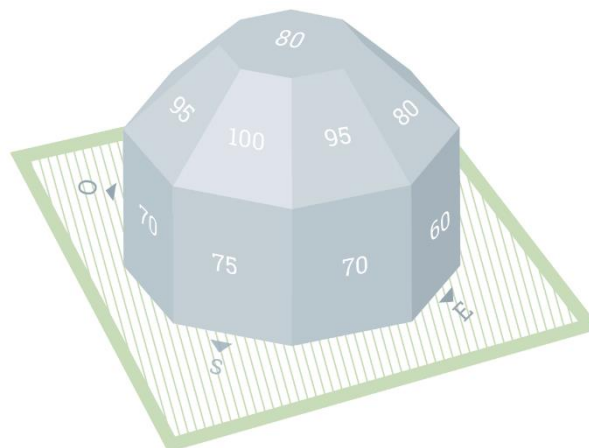


Figure 2 : rayonnement solaire (insolation) annuel Gk sur des surfaces qui ne sont pas inclinées de manière optimale vers le sud en pour cent de la situation optimale (inclinaison de 30°), graphique : Swissolar

Le rendement η d'un module PV est de près de 20 % actuellement. Autour de midi, le rayonnement solaire momentané maximal est d'environ 1000 W/m^2 . Cette valeur est aussi la valeur standard utilisée en laboratoire (en conditions de tests standard, STC : température de la cellule $25 \text{ }^\circ\text{C}$, rayonnement solaire G_{STC} 1000 W/m^2 , masse d'air AM 1.5). Un module PV d'une surface d'un mètre carré présentant un rendement de 20 % a donc une puissance STC P_{STC} de

$$P_{STC} = \eta * G_{STC} = 20 \% * 1000 \text{ W/m}^2 = 200 \text{ W/m}^2$$

La production énergétique annuelle E d'une installation PV est calculée comme le produit d'une puissance STC normalisée, du rayonnement solaire annuel et du rendement du système « Performance Ratio PR » (Quotient de la production énergétique effective et de la production énergétique théorique dans les conditions de test standard STC). Le rendement de l'onduleur, la perte de performance ainsi que les variations de performance dues à la température sont notamment pris en compte dans le ratio de performance PR. Ce dernier est d'environ 80 % pour une installation typique. Le calcul de la production énergétique annuelle est donc le suivant :

$$E = \frac{P_{STC}}{1000 \text{ W/m}^2} * PR * Gk$$

Exemple : une installation PV avec une surface de module A de 30 m^2 et un rendement η de 20 % a une puissance STC de $P_{STC} = \eta * G_{STC}A = 20 \% * 1000 \text{ W/m}^2 * 30 \text{ m}^2 = 6000 \text{ W}$. La production énergétique annuelle E sur un site avec $Gk = 1250 \text{ kWh/(m}^2\text{a)}$ se monte en conséquence à

$$E = \frac{P_{STC}}{1000 \text{ W/m}^2} * PR * Gk = \frac{6000 \text{ W}}{1000 \text{ W/m}^2} * 80 \% * 1250 \text{ kWh/(m}^2\text{a)} = 6000 \text{ kWh/a}$$

La surface nécessaire pour le PV est donc faible, comme le montre l'exemple ci-dessus. Une maison individuelle typique consomme chaque année entre 5000 kWh et 10 000 kWh. Pour couvrir ces besoins annuels avec de l'électricité solaire, une puissance PV de 5 kW à 10 kW est donc nécessaire. Cela représente une surface de 25 m^2 à 50 m^2 . Même les plus petites maisons individuelles présentent généralement une surface de toit nettement plus vaste.

Sur une halle abritant des véhicules, il est possible de produire nettement plus d'énergie que ce que consomme l'édifice. Les dépôts de trams et de bus conviennent à merveille pour produire l'énergie qu'ils consomment et de l'électricité de traction (stations de chargement de batteries ou directement dans les caténaires).

3.1 Éléments d'une installation PV

Une installation PV est constituée de modules PV liés (connecteurs DC) par une ligne à courant continu (DC) et qui alimentent un ou plusieurs onduleurs, en fonction de la puissance et de la tension du système. En règle générale, l'onduleur transforme le courant continu en courant alternatif monophasé ou triphasé (AC) à une fréquence est de 50 Hz. Suivant l'application, il est aussi possible d'utiliser directement le courant DC, comme décrit dans le projet SETP P-090 des Chemins de fer du Jura (cf. Annexe : Entreprises et organisations ; Zuber 2019 [2]), ou de transformer l'électricité solaire en courant de traction de 16,7 Hz grâce à l'électronique de puissance correspondante, comme l'ont réalisé les CFF dans le cadre du projet pilote SETP P-127 à Zurich-Seebach (Bosch 2018 [3]).

3.1.1 Modules PV

Les installations PV sont constituées de plusieurs modules PV. Les modules PV disponibles de nos jours présentent les dimensions typiques de $1 \times 1,65 \text{ m}$ et une puissance nominale P_{STC} de 330 W. Les dimensions des modules ne sont pas normalisées, c'est-à-dire qu'elles peuvent varier d'un fabricant à l'autre. De nos jours, la plupart des modules sont toutefois constitués de 60 ou de 72 cellules solaires. Si la plupart des cellules actuelles présente une longueur latérale de 156,75 mm, de plus en plus de fabricants misent désormais sur des cellules de plus grandes dimensions (longueur latérale de 182 mm voire même de 210 mm). L'utilisation accrue de cellules plus grandes entraînera probablement aussi

un accroissement de la taille des modules. Le rendement des modules varie entre 17 et 22 %. La durée de vie escomptée des modules est de plus de 25 ans. Leur puissance diminue toutefois légèrement au fil des ans. Pour cette raison, les fabricants garantissent la performance minimale de leurs modules sur une certaine durée (par ex. 80 % après 25 ans).

En Suisse, la quasi-totalité des modules PV employés se composent de silicium cristallin. Les modules sur la base des technologies en couches minces sont plus rares, et généralement composés de cellules solaires CIS ou CIGS (semi-conducteurs en cuivre, indium, gallium, sélénium, etc.). La technologie évolue très rapidement dans le domaine du photovoltaïque. Aujourd'hui, les semi-conducteurs à base de cristaux de pérovskite pour les cellules solaires semblent prometteurs, bien que de telles cellules ne soient pas encore commercialisées.

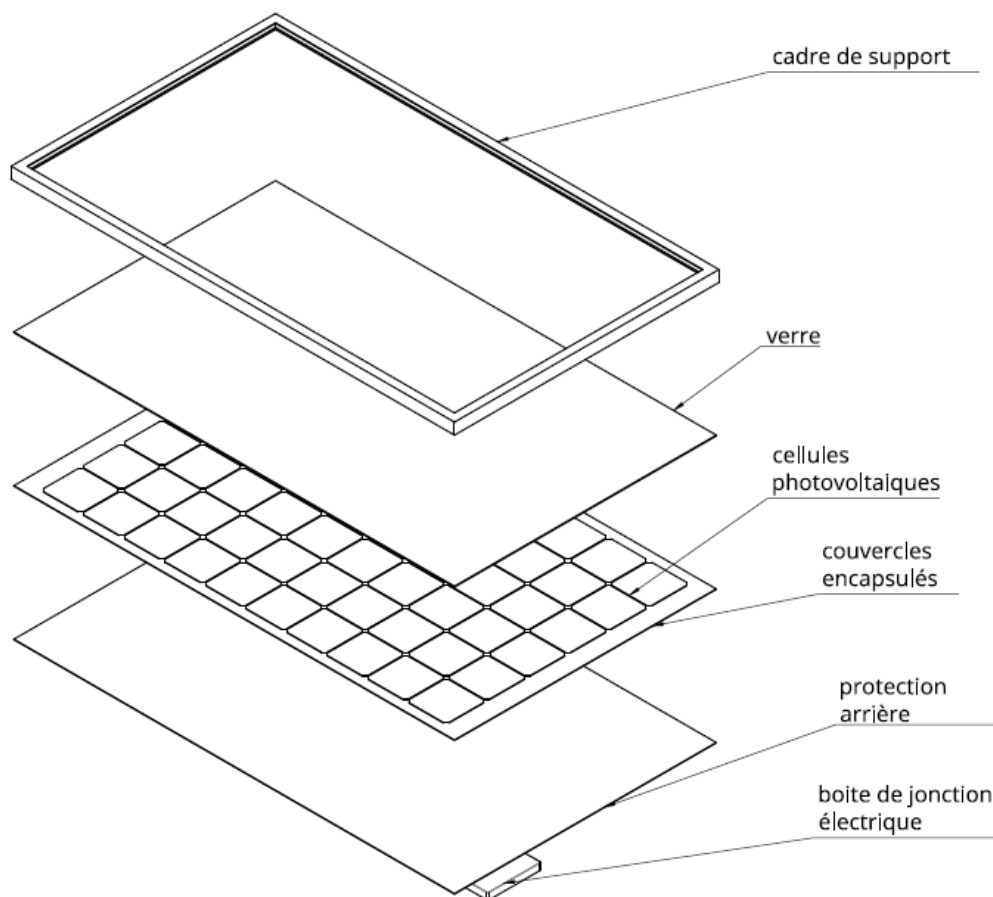


Figure 3 : structure d'un module PV, graphique : Swissolar

Pour permettre des applications spéciales (par ex. bâtiments représentatifs, protection du patrimoine, etc.), les modules PV sont fabriqués en couleurs et formes variées. Plus chers, ils ont un rendement moindre, mais offrent une grande liberté au niveau de la conception ou peuvent être utilisés comme surfaces publicitaires.

- Un procédé d'impression numérique sur la vitrocéramique permet de choisir la couleur des modules PV à sa guise ou de les décorer de motifs et de photos.
- Il est aussi possible de modifier les propriétés de la surface des modules PV. Outre le verre solaire typique, du verre structuré ou satiné est également proposé, et modifie en particulier les propriétés réfléchissantes des modules PV.
- Dans une mesure limitée, les formes des modules PV peuvent aussi être choisies librement. Sur le marché, on trouve par exemple des modules aux bordures biseautées.

À l'heure actuelle, toutes ces modifications sont encore relativement onéreuses puisqu'elles sont réalisées en petites séries ou sur mesure. Les coûts totaux d'une installation PV peuvent ainsi rapidement être plus que doublés. Dans ce contexte, il convient toutefois de ne pas perdre de vue les économies potentielles (cf. chapitre 6.3.1) : la reproduction historique d'un toit en ardoise coûte souvent aussi cher

qu'une installation PV. En revanche, les coûts supplémentaires effectifs de cette dernière sont rapidement amortis.



Figure 4 : modules PV imprimés en couleur à l'Umwelt Arena à Spreitenbach. Suivant les couleurs, les cellules solaires sont visibles en transparence, photo : Christof Bucher, Basler & Hofmann

3.1.2 Onduleur

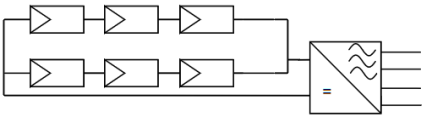

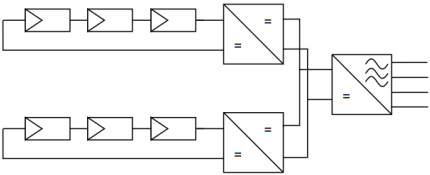

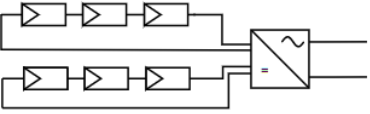

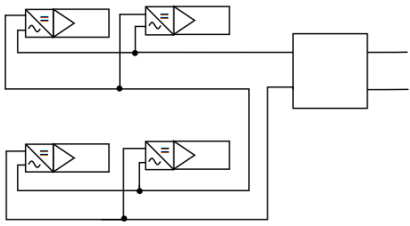

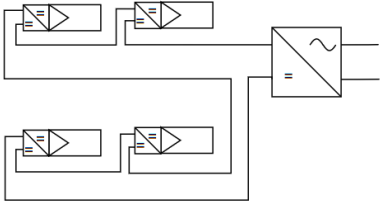

La tâche principale de l'onduleur est de transformer le courant DC en courant AC présentant la tension et la fréquence correctes. Suivant l'application et la taille de l'installation PV, divers types d'onduleurs sont utilisés.

En matière d'onduleur, les exigences essentielles sont les suivantes :

- Efficacité élevée (rendement élevé)
- Fonctions de sécurité (p. ex. reconnaissance de l'exploitation en flottage)
- Limitation d'harmoniques
- Compatibilité électromagnétique
- Résistance aux intempéries (par ex. IP 54 en cas d'installation à l'extérieur)
- Stabilité thermique
- Fonctionnement silencieux
- Fonction de surveillance (à distance), souvent souhaitée par l'exploitant

Les topologies les plus fréquentes d'onduleurs sont présentées dans le Tableau 2. Souvent, des onduleurs de chaîne monophasés sont aussi utilisés pour les petites installations (par ex. sur les toits des maisons).

Tableau 2 : aperçu des technologies d'onduleurs les plus fréquentes, selon Eicher et al 2014 (actualisé), [4]

<p>Onduleur central</p> 	 <p>SMA Sunny Central SC 1000CP-10, www.sma.de</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance d'env. 200 kW à plus de 5 MW • Poids de 500 kg à 10 000 kg • Un régulateur MPP • Généralement avec transformateur • Triphasé • Nécessite en général une boîte de dérivation de générateur
<p>Onduleur multi-chaîne</p> 	 <p>Solarmax SMT-Serie 6-15 kW, www.solarmax.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance d'env. 3 kW à plus de 200 kW • Poids de 30 kg à 100 kg • Un ou plusieurs régulateurs MPP • Avec ou sans transformateurs • Triphasé • Montage mural en règle générale • Sans cartes de raccordement au générateur en général • Raccordement de 4 à 24 chaînes
<p>Onduleur de chaîne</p> 	 <p>UNO-DM-1.2/2.0/3.0-TL-PLUS-Q, www.fimer.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance de 0,5 kW à 3 kW • Poids de 10 kg à 30 kg • Un régulateur MPP • Avec ou sans transformateur • Généralement monophasé • Montage mural • Raccordement de 1 à 3 chaînes
<p>Onduleur de module</p> 	 <p>Enphase IQ 7 www.enphase.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance de 150 W à env. 600 W • Poids env. 1 kg • Un régulateur MPP • Monophasé • Montage directement sur le module ou système de montage PV • Surveillance de réseau supplémentaire généralement nécessaire
<p>Optimiseur de puissance</p> 	 <p>Solaredge P300 Power Optimizer www.solaredge.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance de 150 W à env. 600 W • Poids inférieur à 1 kg • Un régulat MPP • Montage sur le module ou système de montage PV • Concept d'onduleur DC/DC à deux niveaux dans chaque module et onduleur DC/AC comme appareil central séparé

Les modules PV sont exploités à leur performance maximale. Ceci dépend toutefois du rayonnement et de la température, et varie donc en permanence. Comme l'intensité électrique est fonction du rayonnement, seule la tension peut être adaptée. Ce procédé est appelé « Maximum Power Point Tracking » MPPT. et réalisé physiquement avec les convertisseurs DC/DC. Dans le concept d'onduleur visant à optimiser la puissance, ils sont intégrés directement entre les modules. Les optimiseurs de puissance permettent aussi de réduire l'influence d'ombrages partiels sur la production d'électricité.

3.1.3 Sous-construction

Les modules PV sont montés sur une sous-construction. Suivant les propriétés du toit et la géométrie, différents systèmes sont utilisés. Les modules PV peuvent être placés sur la couverture du toit existante (installation PV en toiture) ou sur la couverture extérieure du toit (installation PV intégrée au toit).

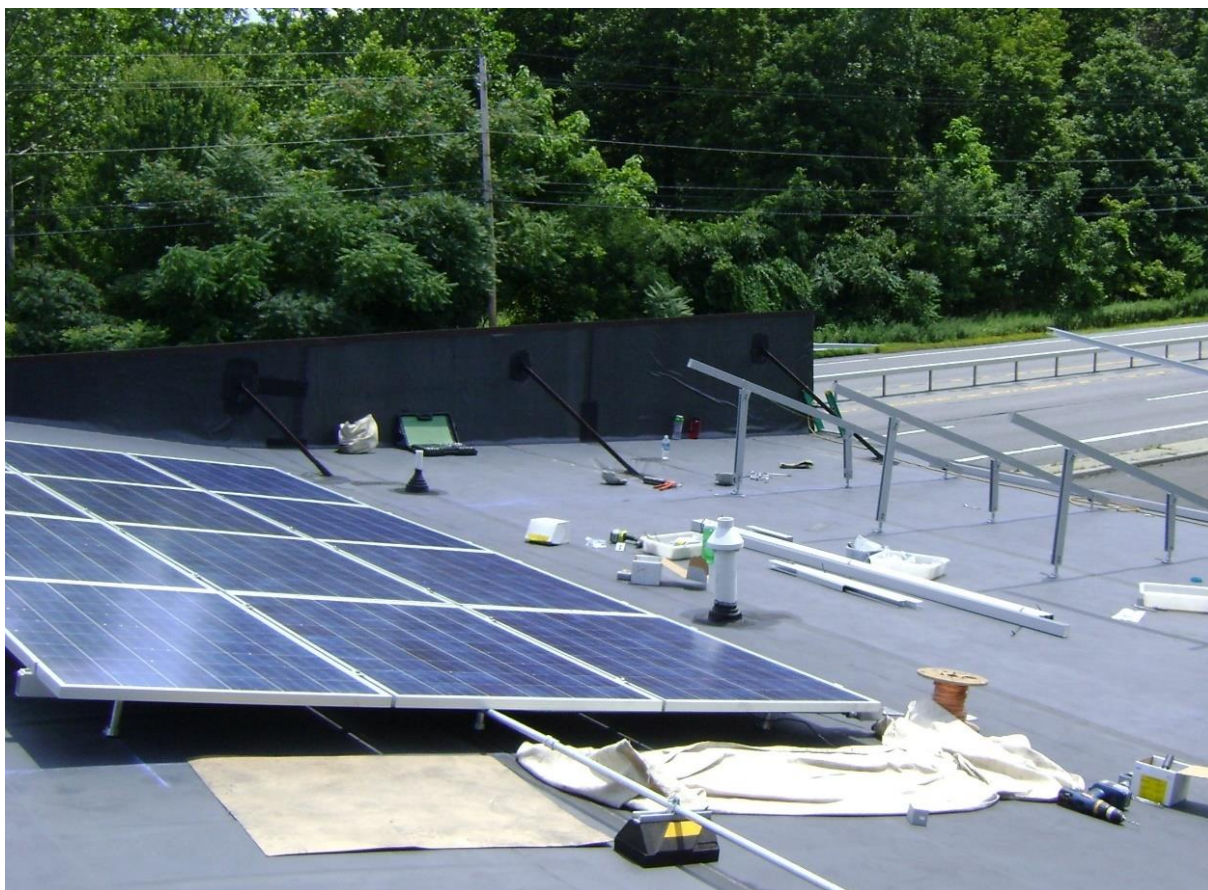


Figure 5 : installation de modules PV sur un toit plat, photo : [Lucas Braun](#) / CC BY-SA 3.0 (www.creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0)

4 Le potentiel du photovoltaïque et de l'autoconsommation

Ce chapitre présente l'importance du potentiel de la production d'électricité photovoltaïque et de la consommation propre sur les toits et les façades des bâtiments en Suisse et dans le domaine des transports publics pour les différentes entreprises du secteur. Les besoins en électricité en fonction du temps et l'évolution future des besoins en électricité sont également pris en considération.

Des informations actuelles sur le potentiel photovoltaïque sont disponibles aux adresses suivantes :

- www.toitsolaire.ch
- www.facade-au-soleil.ch
- [Étude de l'EPFL sur le potentiel PV sur les toits](#)

4.1 Potentiel du photovoltaïque en Suisse

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) estime le potentiel photovoltaïque global utilisable sur les toits en Suisse à 50 TWh/a, et celui des façades à 17 TWh/a (OFEN 2019 [5]). Ce calcul tient compte du fait que les surfaces des toitures ne peuvent pas être entièrement occupées et que la majeure partie des façades ne profite pas d'un ensoleillement suffisant ou qu'elle est occupée par des fenêtres. Ces évaluations reposent sur les analyses réalisées pour les sites Internet [toitsolaire.ch](http://www.toitsolaire.ch) et [facade-au-soleil.ch](http://www.facade-au-soleil.ch) [6], sur la base d'extrapolations effectuées par des spécialistes pour des régions modèles et sur tous les bâtiments. Ensemble, les surfaces des toits et des façades appropriées pourraient ainsi livrer, dans le bilan annuel, 10 % d'électricité en plus que ce que la Suisse consomme durant la même période.

Une étude scientifique réalisée à l'EPFL à l'aide de l'apprentissage automatique parvient à la conclusion que le potentiel de la production d'électricité photovoltaïque sur les toits en Suisse est d'environ 24 ± 9 TWh/a (Walch et al. 2020 [7]), ce qui permettrait de couvrir près de 43 % des besoins d'électricité en Suisse.

Il ressort d'une analyse de Meteotest (cf. Annexe : Entreprises et organisations) commandée par Swis-solar que le potentiel des installations PV sur les surfaces qui ne se trouvent pas sur des bâtiments (par ex. parois antibruit, parkings, bordures d'autoroutes et terrains désavantagés dans les Alpes, etc.) sont évalués à au moins 12 TWh supplémentaires par année [8].

Pour résumer, on peut donc dire qu'il serait possible de produire entre 15 et 50 TWh/a d'énergie électrique solaire sur les toits de Suisse. Si on tient aussi compte des façades, 17 TWh/a viennent s'y ajouter. En outre, d'autres surfaces (infrastructures telles que parois antibruit ou barrages, certaines surfaces non construites) peuvent aussi être utilisées (+12 TWh/a). Au total, 44 à 79 TWh pourraient donc être produits chaque année en Suisse rien qu'avec le photovoltaïque.

Par nature, les incertitudes dans l'estimation des potentiels sont importantes. Dans le secteur des transports publics en particulier, on dénombre un grand nombre de bâtiments historiques inscrits au patrimoine, sur lesquels il est difficile d'exploiter pleinement le potentiel PV. Dans le même temps de nombreuses ET possèdent de vastes halles, sur lesquelles il est facile d'utiliser leur potentiel.

Il ressort des discussions avec les ET que bon nombre d'entre elles ont déjà évalué leur potentiel PV et qu'elles ont déjà construit les premières installations PV.

- À ce jour, aucune ET n'a cependant épuisé son potentiel PV. Elles sont par ailleurs nombreuses à planifier d'autres installations PV.
- Souvent, les ET se heurtent aux mêmes défis lorsqu'il s'agit de réaliser leurs installations PV. En général, les installations PV auxquelles l'ET accorde une grande importance stratégique peuvent être réalisées, voir à ce sujet aussi le chapitre 8.
- Certaines ET ne construisent des installations PV que si celles-ci sont économiquement autonomes. La baisse importante des prix des installations PV a provoqué ces dernières années une hausse des constructions de grandes installations PV aux fins d'une consommation propre, qui peuvent désormais être exploitées de façon rentables.

Exemple de projet : funiculaire Muottas Muragl

Le cas du funiculaire Muottas Muragl montre qu'il est aussi possible d'exploiter des surfaces autres que les toits des bâtiments pour produire de l'électricité solaire. Le long de la voie ferrée, une installation PV a été construite en 2010 sur une longueur de 228 m.



Figure 6 : installation PV le long de la voie ferrée du funiculaire, photo : Engadin St. Moritz Mountains / kmu-fotografie.ch

La situation dans les Alpes (insolation accru et températures ambiantes basses) fait de cette installation l'une des plus productives de Suisse.

– Puissance :	64 kW
– Production énergétique :	100 MWh/a
– Type d'installation PV :	angle d'inclinaison 49°, le long de la voie ferrée
– Coûts d'investissement :	CHF 500 000.-
– Financement :	investisseur tiers
– Destination du courant produit :	injection dans le réseau
– Réalisation :	2010

4.2 Besoin d'électricité en Suisse

En 2019, la consommation finale d'électricité en Suisse était de 57,2 TWh, soit un peu moins que l'année précédente (-0,8 %) selon la statistique suisse de l'électricité 2019 [9].

En 2019, l'électricité nécessaire pour l'ensemble des transports était de 4,6 TWh, soit 8 % de la consommation totale. Toujours selon la statistique suisse de l'électricité, [9] 3 TWh ont servi au secteur ferroviaire, chemins de fer de montagne, ski-lifts, trams, trolleybus et pertes des caténaires comprises.

La plupart des analyses tablent sur une hausse des besoins en électricité à l'avenir : si l'ensemble du secteur des transports est électrifié, des besoins de près de 17 TWh/a viendraient s'y ajouter (Nordmann 2019 [10]). Si tous les chauffages fossiles étaient remplacés par des pompes à chaleur (moyennant la rénovation conjointe de l'enveloppe des bâtiments), les besoins en électricité pourraient augmenter d'au moins 5 TWh/a supplémentaires (Jakob et al. 2020 [11]). Si l'on tient également compte de la chaleur nécessaire dans l'industrie, il faut ajouter encore environ 7 TWh/a à ce calcul (Jakob et al. 2020 [11]).

Au total, la plupart des études (par ex. Rüdüsli et al. 2019 [12], Gunzinger 2015 [13]) tablent sur une hausse des besoins en électricité de la Suisse, qui devraient passer d'environ 60 TWh/a aujourd'hui à environ 70-90 TWh/a à l'avenir.

En 2019, la production renouvelable a livré 44,7 TWh d'électricité (dont 40,5 TWh grâce à la force hydraulique). Selon les estimations de potentiel (cf. ch. 4.1), la différence entre la production hydraulique et les futurs besoins en électricité pourrait être couverte par le photovoltaïque.

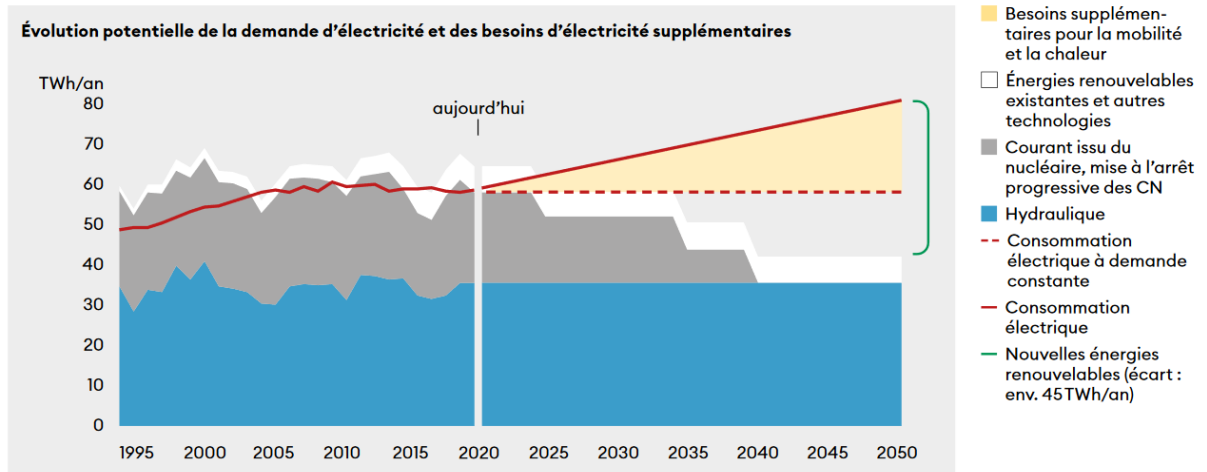
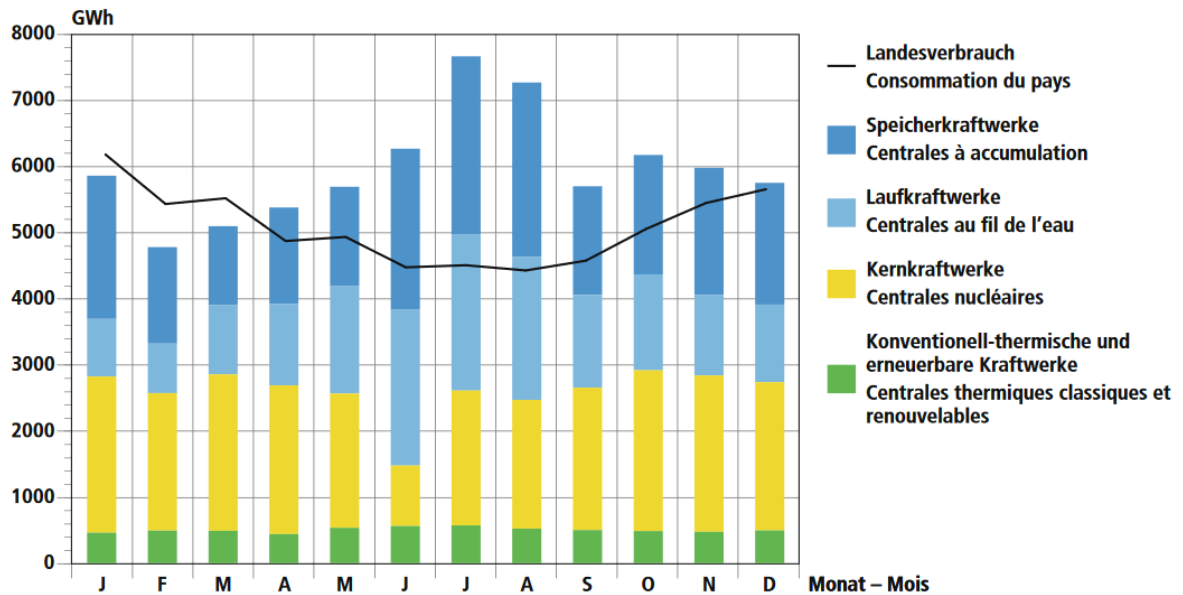


Figure 7 : production et consommation d'électricité en Suisse, situation passée et estimation de l'évolution future

Le besoin en électricité n'est néanmoins pas réparti de manière constante tout au long de l'année. De nos jours, la demande est plus importante en hiver qu'en été.



BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019 (Fig. 10)
OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2019 (fig. 10)

Figure 8 : quotes-parts mensuelles de la production et consommation du pays durant l'année civile 2019, source : statistique suisse de l'électricité 2019. [9]

Comme le montre la Figure 8, la demande d'électricité augmente en hiver, et la production d'électricité renouvelable (tant hydraulique que photovoltaïque) est plus importante en été qu'en hiver.

Pour mieux couvrir la demande d'électricité accrue en hiver, les installations solaires peuvent être planifiées en conséquence (angle d'inclinaison plus prononcé, installations dans les Alpes, etc.). Une étude de Basler & Hofmann commandée par EnergieSuisse a analysé, en 2019, le potentiel de l'électricité solaire en hiver (Bucher, Schwarz 2019 [14]) : la part d'électricité produite en hiver du parc d'installations PV suisse pourrait ainsi passer de 26 % aujourd'hui à 36 %, si du moins les installations étaient construites de manière optimisée.

En considérant l'importation actuelle d'énergie à base d'agents fossiles (en particulier le pétrole et le gaz) pour l'approvisionnement en électricité durant l'hiver, la lacune d'électricité pronostiquée pour la saison froide s'avère très faible. La transformation des excédents de production photovoltaïque en été en hydrogène (« power to gas ») et l'utilisation accrue de l'énergie éolienne peuvent contribuer, à l'avenir, à la sécurité de l'approvisionnement en hiver.

Exemple de projet de la station supérieure du téléphérique du Petit Cervin, Zermatt, VS (Zermatt Bergbahnen)

La station inférieure a été équipée d'une façade PV translucide (136 kW) dès la première phase de construction, en 2018. L'an dernier (2019), l'installation PV de la station supérieure a été installée à 3821 m d'altitude, ce qui en fait l'une des plus élevées d'Europe.

L'installation solaire en façade fournit de l'électricité de manière fiable, tout particulièrement l'hiver, et contribue ainsi à couvrir la demande accrue en électricité durant cette saison. Tout risque d'ombrage dû aux salissures et à la neige peut être exclu. La surface verticale bénéficie d'une orientation optimale lorsque le soleil est bas. Grâce aux basses températures, les cellules solaires produisent de l'électricité de manière particulièrement efficace.



Figure 9 : station supérieure avec façade PV, photo : Zermatt Bergbahnen AG

- Puissance : 77 kW
- Production énergétique : 120 MWh/a
- Type d'installation PV : façade avec modules semi-transparents
- Coûts d'investissement : env. CHF 350 000.–
- Financement et exploitation : Elektrizitätswerk Zermatt AG
- Destination du courant produit : couverture de près de 17 % de la demande de courant de traction
- Réalisation : 2018
- Spécificités : modules semi-transparents renforcés (épaisseur du verre : 3,2 mm + 6 mm)

La puissance nécessaire varie aussi au cours de la journée, comme le montre la Figure 10 à l'exemple du courant de traction des CFF. L'horaire cadencé et le démarrage simultané de gros consommateurs

(locomotives) qu'il entraîne rend les variations de puissance plus extrêmes que lorsque le réseau d'électricité est exploité normalement (d'après la conférence Staffelbach 2017 [15] +50 % de la charge maximale sur une période de 15 minutes).

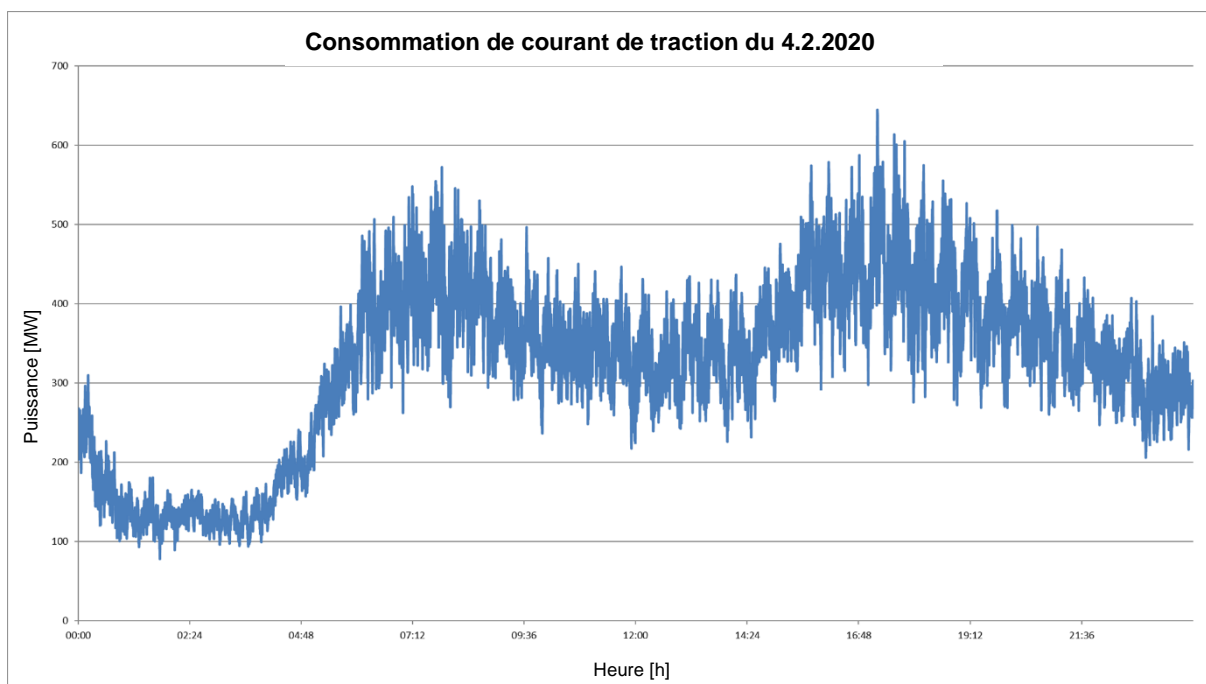


Figure 10 : variations de puissance sur le réseau CFF en 24 heures, source : CFF

Pour les entreprises de transport, la question de la répartition temporelle de la puissance débouche sur les conclusions suivantes :

- La puissance la plus élevée est nécessaire aux heures de pointe, le matin et le soir.
- La nuit, la demande d'électricité est bien moindre que durant la journée.
- Suivant la fonction de l'ET, la puissance nécessaire varie en fonction des saisons (par ex. horaire allégé des entreprises de bus en ville pendant les vacances d'été, intensification de l'exploitation d'un téléphérique pendant les vacances de ski).

4.3 Consommation propre des entreprises de transports publics

Pour qu'une installation PV puisse être exploitée de façon rentable dans les conditions actuelles, l'utilisation directe sur place de l'électricité produite (consommation propre) est déterminante (cf. ch. 6.3).

La production d'électricité solaire dépend cependant de la saison, du moment de la journée et des conditions météorologiques. Le stockage et la synchronisation de la demande et de la production d'électricité jouent un rôle toujours plus important en matière de consommation propre. Il n'est actuellement pas possible de savoir si, à l'avenir, l'utilisation des batteries de stockage stationnaires va se généraliser ou si la situation sera plutôt abordée par le biais de la gestion de la charge (par ex. stratégies de chargement des véhicules électriques) et de nouveaux modes d'exploitation des centrales à accumulation suisses. Une combinaison des deux paraît vraisemblable.

Les entreprises des transports publics peuvent utiliser l'électricité solaire de différentes manières, notamment pour exploiter des bâtiments (par ex. bâtiments administratifs, restauration, etc.) ou pour faire fonctionner leurs centres de calcul, mais aussi comme courant de traction (projets réalisés à ce jour surtout dans les réseaux de courant continu).

Il n'existe pas de chiffres sur le potentiel énergétique solaire de toutes les ET de Suisse. Une estimation plus précise existe pour les CFF (Bucher, Gisler 2017 [16]). Selon celle-ci, le système de courant de traction (16,7 Hz, maîtrise du système aux CFF), pourrait absorber près de 100 MW d'électricité photovoltaïque sans provoquer d'augmentation notable de la quantité de courant réinjecté dans le réseau à 50 Hz. On peut partir du principe que le potentiel s'inscrit dans un cadre proportionnel similaire pour les entreprises ferroviaires hors du réseau à 16,7 Hz (cf. par ex. Brändle et al. 2017 [1]).

L'utilisation de l'électricité solaire en tant que courant de traction peut accroître massivement la consommation propre d'une ET, pour autant que cela soit réalisable simplement. Mais cela n'est possible que si l'ET exploite elle-même le réseau de courant de traction. Ce n'est pas le cas du réseau à 16,7 Hz.

Pour celui-ci, ce sont les CFF qui détiennent la maîtrise du système. La réinjection dans ce réseau ne peut donc pas être considérée comme une consommation propre.

Dépôt de la Jonction, Genève GE (Transports publics genevois TPG)

Depuis 1998, la Société des transports publics genevois (TPG) exploite une centrale PV sur la toiture de son dépôt de La Jonction, agrandie en 2019. Une autre installation est située sur le toit du dépôt de Bachet-de-Pesay, et une autre doit être construite sur le toit du dépôt En Chardon avec le concours du fournisseur d'électricité local SIG. L'installation PV est directement raccordée au réseau de trams et de trolleybus, sans onduleur. Bien que l'installation ne soit pas toujours exploitée à sa puissance optimale, l'électricité solaire produite alimente directement les caténaires sans pertes de conversion.



Figure 11 : toit du dépôt de la Jonction, photo : Pierre Albouy

– Puissance :	335 kW
– Production énergétique :	220 MWh/a
– Type d'installation PV :	toit avec membrane en plastique
– Financement :	contracting avec Windwatt SA, cf. Annexe : Entreprises et organisations
– Destination du courant produit :	réseau du courant de traction des TGP (injection directe dans la sous-station de Plainpalais)
– Réalisation :	1998, agrandissement en 2019
– Spécificités :	injection DC pour les trams et les trolleybus

Ce rapport ne porte pas sur la manière dont évoluera la composition des futures flottes de bus (diesel, hybride, électrique, pile à combustible etc). Quelques calculs simples permettent néanmoins de modéliser l'exploitation de bus électriques avec de l'électricité solaire. La première estimation simple courante dans le secteur de l'énergie solaire, qui dit que la surface d'une place de stationnement suffit à exploiter une voiture électrique avec du courant solaire. D'après les chiffres dont dispose Car postal (cf. Faits et chiffres de Car postal 2019, [17]), un bus parcourt près de 50 000 km par année, soit 4 à 5 fois le trajet d'une voiture de tourisme moyenne, ce que confirment les chiffres de l'Office fédéral de la statistique (OFS). Selon les estimations, les bus des entreprises de transports publics circulant en ville enregistrent des kilométrages similaires. La surface nécessaire aux installations photovoltaïques permettant d'alimenter entièrement un bus en électricité solaire est donc d'autant plus grande.

Une part notable du courant de traction peut cependant être produite sur les toits des dépôts de bus et de tram. Le Tableau 3 montre des solutions envisageables sur la base de trois modélisations mathématiques.

Tableau 3 : énergie nécessaire des moyens de transport et approvisionnement propre avec les surfaces de stationnement

	Petits bus	Grands bus	Tram
Kilométrage annuel	50 000 km	50 000 km	40 000 km
Consommation électrique équivalente par an	50 000 kWh ¹	100 000 kWh ¹	200 000 kWh
Besoins de surface PV	300 m ²	600 m ²	1200 m ²
Taille moyenne des places de stationnement	60 m ²	120 m ²	180 m ²

Un mètre carré de modules PV (167 W) permet de produire chaque année près de 167 kWh d'électricité. D'après les CFF, [18] cela correspond à l'électricité nécessaire pour parcourir plus de 2000 personnes-kilomètres en train. En supposant une consommation d'électricité de 100 kWh pour 100 km, un bus de ligne pourrait parcourir 167 km.

Selon les estimations (de l'Office fédéral de la statistique), il serait nécessaire de disposer de près de 3,5 TWh/a d'électricité pour assurer une exploitation entièrement neutre en CO₂ des transports publics. Aujourd'hui déjà, les centrales hydrauliques des CFF produisent environ 2 TWh/a. En d'autres termes, une production d'électricité renouvelable supplémentaire de l'ordre de 1,5 TWh/a est nécessaire pour réaliser cet objectif. Il s'agit d'un calcul prenant en compte tous les besoins des ET. Cela correspond à environ un mètre carré de surface PV par habitant en Suisse.

Première entreprise de transports publics de Suisse, les CFF consomment près de 4,2 TWh d'électricité par an, dont près de 2,3 TWh pour l'exploitation de leurs propres lignes ferroviaires ainsi que des lignes raccordées à leur réseau (cf. CFF [19]). Selon toitsolaire.ch et facade-au-soleil.ch, si la totalité des toits et façades des bâtiments des CFF (y compris les toitures des quais) étaient équipés d'installations PV, l'entreprise pourrait couvrir environ 20 à 30 % de ses besoins en électricité grâce à sa propre production d'énergie solaire. Les calculs approximatifs effectués par Basler & Hofmann pour d'autres ET montrent que leur potentiel s'inscrit également dans cet ordre de grandeur.

La première déduction qui en résulte est que l'utilisation de tout le potentiel photovoltaïque sur les bâtiments et les infrastructures permettra, dans le bilan annuel, de produire suffisamment d'électricité pour remplacer le carburant consommé par toutes les entreprises des transports publics.

Pour une estimation plus précise du potentiel de consommation propre de l'électricité PV, un relevé supplémentaire à l'aide d'échantillons serait pour le moins nécessaire, d'une part pour obtenir les données de la consommation de certaines ET, et d'autre part pour identifier les potentiels effectivement utilisables sur les toits, les façades, les toits des quais et d'autres infrastructures, en tenant compte des limitations liées à la protection des bâtiments et d'autres restrictions.

5 Installations PV pour la technique ferroviaire

La technique ferroviaire comprend des bâtiments et des installations servant essentiellement à l'exploitation ferroviaire. Les installations PV sur de tels bâtiments peuvent être réparties sommairement en deux catégories :

- a) Installations PV injectant l'électricité dans le réseau électrique à 50 Hz, soit la plupart des installations PV. Leur construction et leur exploitation ne diffère que très légèrement de celles des installations PV normales. Seules la liaison équipotentielle et la mise à la terre les distinguent en partie des installations PV courantes.
- b) Installations PV injectant du courant de traction (16,7 Hz ou courant continu). La structure de leur onduleur ou de leur convertisseurs DC/DC est en principe différente. Chacune de ces installations peut aujourd'hui être considérée comme un projet pilote.

Divers projets visant une injection directe dans les réseaux de courant continu (courant de traction) ont déjà été réalisés. Leur intégration au moyen de l'électronique de puissance correspondante (convertisseur DC/DC) est simple sur le plan technique. Néanmoins, il n'existe pas encore de produits standard

¹ Valeur moyenne des projets pilotes extrapolée pour différentes tailles de bus

à cette fin. Pour gérer la puissance réinjectée, une batterie tampon peut être installée entre l'installation PV et le réseau de courant de traction. L'électronique de puissance doit généralement être conçue individuellement pour chaque projet.

Exemple de projet de bâtiment de technique ferroviaire, Le Noirmont, JU (Chemins de Fer du Jura)

L'installation PV du bâtiment de technique ferroviaire des Chemins de Fer du Jura de Noirmont couvre principalement les besoins propres de la technique ferroviaire. Étant donné la présence dans le même bâtiment d'une station de redressement pour l'injection du courant de traction (1500 V DC), l'électricité excédentaire est utilisée comme courant de traction sans logique de contrôle supplémentaire. D'autres installations PV sont en projet, notamment une à Saignelégier pour la production de courant de traction.



Figure 12 : bâtiments de technique ferroviaire au Noirmont, photo : Société des Forces Électriques de La Goule SA

– Puissance :	16,8 kW
– Production énergétique :	env. 16 MWh/a
– Type d'installation PV :	toit plat orienté est-ouest
– Financement :	contracting avec la Société des Forces Électriques La Goule
– Destination du courant produit :	principalement autoconsommation (infrastructure DC TI pour le courant de traction)
– Réalisation :	2018

Pour injecter du courant de traction dans les réseaux AC à 16,7 Hz, la fréquence de l'injection doit être synchronisée avec le réseau de courant de traction. À ce jour, il n'existe pas encore d'onduleur standard, en mesure d'injecter l'électricité dans le réseau de courant de traction à 16,7 Hz, l'injection ayant en général lieu dans le réseau d'électricité public à 50 Hz. En 2015, les chemins de fer autrichiens ont fait œuvre de pionniers en mettant en exploitation, dans un délai d'une année, une installation en champ libre à Wilfleinsdorf (Basse-Autriche) d'une puissance de 1 MW pour la production de courant de traction (ÖBB 2020 [20]). Les onduleurs pour l'injection au réseau à 16.7 Hz ont été développés spécialement pour ÖBB par l'entreprise autrichienne Fronius (cf. Annexe : Entreprises et organisations) et produits en série limitée. Les CFF en profitent notamment aussi dans le cadre de leur projet pilote à Zurich-Seebach.

Les chemins de fer allemands ont choisi une autre approche. En collaboration avec le développeur et l'exploitant Enerparc (cf. Annexe : Entreprises et organisations), les chemins de fer allemands planifient une centrale solaire de 42 MW à Wasbek, en Schleswig-Holstein, destinée à produire du courant de traction. Dans un premier temps, l'électricité est transformée en courant alternatif triphasé de 50 Hz au moyen d'onduleurs courants dans le commerce avant d'être injectée au réseau de courant de traction à 16,7 Hz par l'intermédiaire de la station de conversion de Neumünster, (Enkhardt 2020 [21]).

Exemple de projet avec injection 16,7 Hz, Zurich-Seebach (CFF)

Les CFF sont à la fois le plus grand consommateur et un gros producteur d'électricité de la Suisse. Cependant, leur propre production d'électricité n'est plus en mesure de répondre à une demande qui ne cesse de croître d'année en année. De fait, seules des installations PV ou éoliennes sont envisageables en tant que nouvelles centrales électriques sur le territoire national. Il est donc d'autant plus crucial que les CFF exploitent systématiquement leurs surfaces de toiture facilement disponibles aux fins de production d'électricité solaire. L'utilisation directe du courant du poste de conversion de fréquence de Zurich-Seebach comme énergie de traction s'est donc imposée comme une évidence. Toutefois, il n'existe à ce jour aucun onduleur standard pour la conversion à la fréquence du réseau ferroviaire qui est de 16,7 Hz. Les onduleurs Fronius fabriqués à cette fin pour les ÖBB sont désormais également mis en œuvre à Seebach.



Figure 13 : poste de conversion de fréquence avec installation PV à Zurich-Seebach, photo : Christof Bucher

– Puissance :	132 kW / 80 kVA
– Production énergétique :	125 MWh/a
– Type d'installation PV :	toiture gravier, légèrement relevée vers le sud
– Coûts d'investissement :	env. CHF 210 000.–
– Financement :	programme d'encouragement SETP 2050 de l'OFT
– Destination du courant produit :	courant de traction des CFF (16,7 Hz)
– Réalisation :	2019/2020
– Spécificités :	injection au réseau à 16,7 Hz

6 Financement, mesures d'encouragement et rentabilité

Un point essentiel pour les ET est de savoir quels fonds elles peuvent utiliser pour construire une installation PV. C'est pourquoi le premier sous-chapitre est consacré au financement.

La question de la rentabilité de l'exploitation d'une installation PV est généralement décisive pour sa construction. Les soutiens financiers sont donc décrits et les facteurs d'influence sur la rentabilité analysés de manière approfondie.

L'électricité produite peut également être valorisée d'après différents modèles d'affaires.

Des informations actuelles sur le financement, les mesures d'encouragement et la rentabilité sont disponibles aux adresses suivantes :

- [Informations sur la location de toitures et le contracting, avec modèle de contrat](#)
- [Demande de rétribution unique et conditions : site Internet de Pronovo](#)
- [Carte des tarifs de rétribution](#)
- [Prix de l'électricité ECom](#)
- [Liste des projets SETP](#)
- [Programme SETP](#)
- [EnergieSuisse « Guide pratique de la consommation propre »](#)
- [EnergieSuisse : informations sur la consommation propre](#)
- [Energie Zukunft Schweiz liste de fournisseurs de solutions RCP](#)
- [Calculateur de consommation propre \(en allemand\)](#)
- [Programme d'encouragement pour les bus électriques et hybrides](#)
- [Calculateur de rentabilité](#)

6.1 Financement d'installations PV

Dans le domaine des infrastructures, le financement d'installations PV par le fonds d'infrastructure ferroviaire (FIF) n'est possible que si l'installation de production sert à couvrir les besoins propres en électricité industrielle et/ou domestique. Si tel est le cas, elle doit être aménagée sur/contre un bien immobilier ou une parcelle de terrain rattachée à l'infrastructure selon l'art. 62, al. 1, de la loi sur les chemins de fer (LCdF ; RS 742.101).

En vertu de l'ordonnance sur les concessions, la planification et le financement de l'infrastructure ferroviaire (OCPF ; RS 742.120), les installations visées à l'art. 62, al. 2, LCdF ne sont pas couvertes par les mesures de financement. Les centrales de production et donc également les installations PV de production de courant de traction font partie des infrastructures, conformément à l'art. 62, al. 2, LCdF. Ce principe est aussi valable pour les centrales produisant de l'électricité, peu importe le type, destinée à être commercialisée (objectif de l'entreprise).

Pour autant que la mesure où l'installation est située sur un bien immobilier des transports publics (dépôt, atelier, gare, bâtiment administratif) et sert à produire ses propres besoins en électricité industrielle et/ou domestique, les coûts ainsi engendrés (notamment l'amortissement des installations) peuvent être intégrés dans les offres soumises par les ET à l'OFT ou aux cantons, en concertation avec les acheteurs respectifs, même si le prix de ladite électricité est supérieur à celui de l'électricité achetée à l'extérieur.

Les ET qui ne souhaitent pas investir elles-mêmes dans des installations PV, peuvent viser une collaboration avec des entreprises de contracting, afin de profiter malgré tout de l'énergie solaire, cf. ch. 6.4.6.

6.2 Soutiens financiers

Les installations PV sont encouragées de diverses manières, la mesure la plus connue étant la rétribution unique. Certains cantons et communes apportent également leur soutien financier à de tels projets. Dans certains cas l'Office fédéral des transports peut également soutenir un projet particulier.

– Rétribution unique (RU)

La rétribution à prix coûtant (RPC) a été supprimée en 2018 pour les nouvelles installations PV et remplacée par une rétribution unique au niveau fédéral. Suivant la taille de l'installation, une distinction est faite entre rétribution unique pour les petites installations photovoltaïques (PRU jusqu'à 100 kW de puissance maximale) et la rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques (GRU à partir de 100 kW de puissance maximale). Les deux tarifs sont constitués d'une contribution de base et d'une contribution liée à la puissance. Le montant des contributions de la PRU sont définis selon qu'il s'agit d'installations intégrées à la toiture ou d'installations ajoutées ou isolées. Les tarifs et subventions en vigueur sont consultables sur le site Internet de Pronovo ([22]) ou dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, à l'Annexe : Entreprises et organisations ([23]). La rétribution unique couvre typiquement 20 à 30 % des coûts d'investissement d'une installation PV, à partir de 2 kW.

La rétribution unique n'est pas une subvention au sens juridique du terme, les fonds provenant d'un supplément prélevé sur le prix de l'électricité (de 2,3 ct/kWh actuellement) et non du budget de la Confédération. C'est pourquoi les entreprises liées à la Confédération peuvent aussi en profiter.

L'organe d'exécution pour le règlement de la rétribution unique est Pronovo, une filiale de Swiss-grid. Des informations détaillées sur les conditions d'encouragement et sur la procédure pour l'obtention de la rétribution unique se trouvent sur son site Internet, [24]. Les délais d'attente jusqu'au versement des contributions sont désormais nettement inférieurs à une année.

– Contributions de soutien des cantons et des communes

Dans de rares cas, les cantons, les communes ou des institutions versent des contributions directes aux installations PV (et en partie aussi pour les batteries de stockage). La plupart du temps, ces montants sont limités et réservés aux plus petites installations PV. Il vaut néanmoins la peine de se renseigner auprès des autorités responsables.

– Compensation du CO₂

La fondation myclimate gère un programme financé par la fondation KLIK pour encourager les bus électriques et hybrides. L'entreprise des transports publics lucernois a acheté des bus hybrides avec le soutien de ce programme ; consultez à ce sujet le site Internet du programme [25].

– Contributions de l'OFT (SETP)

Des contributions jusqu'à hauteur de 40 % sont versés par le programme SETP à des projets de recherche, d'innovation et pilotes. Par définition, ces contributions ne doivent pas servir à réaliser un rendement élevé, mais sont destinées à réduire les obstacles financiers pour les bons projets pilotes, voir SETP [26]. De nombreuses ET innovantes ont déjà fait usage de cette offre. La liste complète de projets peut être consultée sur le site Internet de l'OFT ([27]).

Exemple de projet de batterie au sel pour autoconsommation, station transformatrice de Holligen, BE (BLS)

La batterie au sel de la station transformatrice de Holligen de BLS est un projet qui a pu être réalisé grâce aux contributions de l'OFT dans le cadre du programme SETP. Une installation PV est installée sur le toit plat du bâtiment technique. Elle permet de fournir l'électricité nécessaire pour les équipements techniques à l'intérieur du bâtiment. La batterie au sel assure une alimentation électrique sans interruption (ASI) pour une durée d'une demi-heure après une coupure de courant. Avantage de la solution retenue : un seul système de batterie de stockage est nécessaire pour les deux fonctions « alimentation du transformateur » et « installation ASI ». BLS est la première entreprise ferroviaire à opter pour le stockage de l'électricité dans une batterie au sel.



Figure 14 : station transformatrice de Holligen, avec installation PV sur la toiture, photo : BLS AG, Pascal Mürger

– Puissance :	22.5 kW
– Type d'installation PV :	installation sur toit plat
– Coûts d'investissement :	env. CHF 44 000.–
– Financement :	encouragement de projets par le biais du programme d'encouragement SETP 2050
– Destination du courant produit :	équipements techniques à l'intérieur du bâtiment
– Réalisation :	2019
– Spécificités :	batterie au sel Innovenergy (cf. Annexe : Entreprises et organisations)

6.3 Calcul de rentabilité

Il y a encore quelques années, calculer la rentabilité d'une installation PV n'était pas compliqué : si elle était encouragée sur la base de la loi sur l'énergie, elle était rentable (rétribution à prix coûtant du courant injecté) ; dans le cas contraire, le courant solaire était si cher qu'il ne fallait même pas s'interroger sur la rentabilité de l'installation. Aujourd'hui, l'électricité solaire produite sur le toit de sa maison est dans la majeure partie des cas nettement moins onéreuse que l'approvisionnement depuis le réseau public, pour autant qu'elle soit consommée sur place. Les prix des modules PV mais aussi d'autres éléments (par ex. les onduleurs) de ces installations ont fortement diminué ces dernières années. Les installations construites aujourd'hui sont en mesure de produire de l'électricité à des prix entre 0.08 CHF/kWh et 0.20 CHF/kWh.

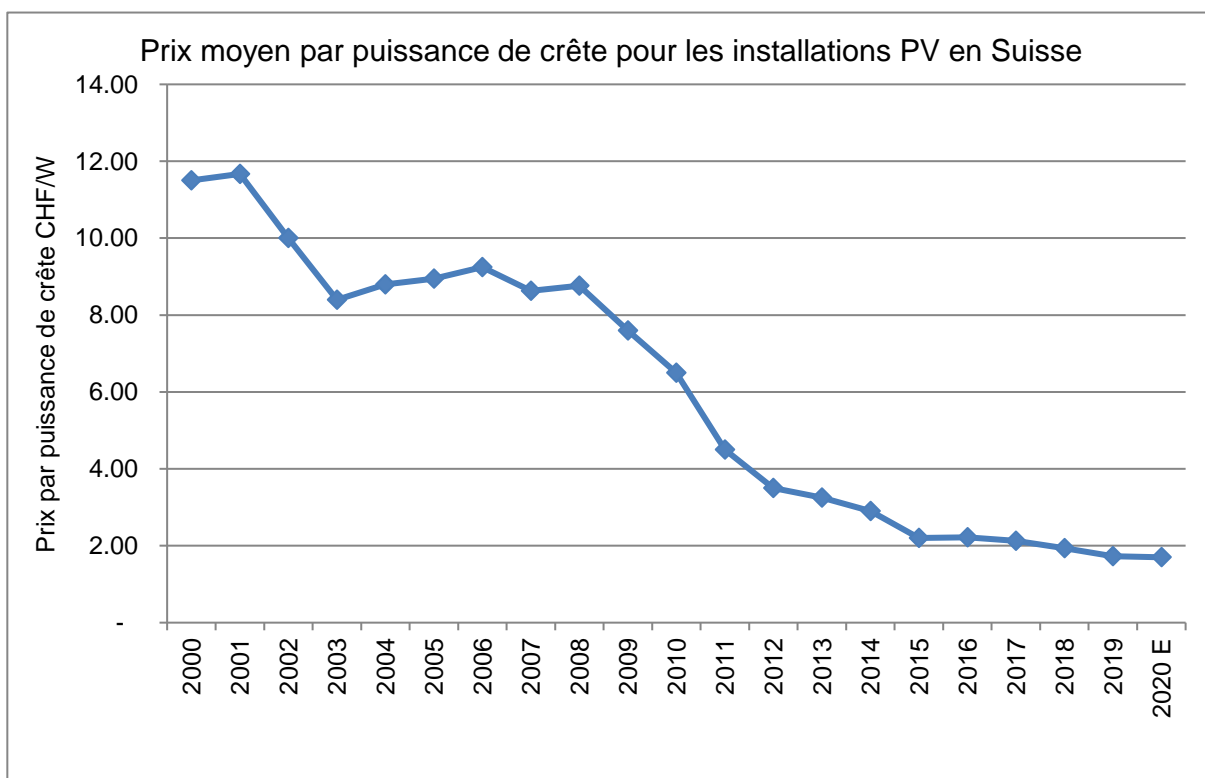


Figure 15 : évolution temporelle du prix moyen par puissance de crête pour les installations PV en Suisse, source : Swissolar

En 2020, EnergieSuisse a fait analyser les coûts des installations PV par le bureau d'ingénieurs Planair ; les valeurs statistiques de cette étude figurent au Tableau 4. La tendance montre que les coûts dépendent fortement de la taille des installations.

Tableau 4 : valeurs statistiques du relevé des prix de Sauter, Jacqmin 2020 [28]

Plage de puissance kW	Nombre d'installations	Coûts moyens par puissance installée CHF/kW	Minimum CHF/kW	1 ^{er} quartile (25 %) CHF/kW	Médian CHF/kW	3 ^e quartile (75 %) CHF/kW	Maximum CHF/kW
[2,10[1'043	2'985	1'359	2'538	2'914	3'528	7'545
[10,30[711	2'184	1'129	1'920	2'201	2'493	4'910
[30,100[187	1'512	855	1'254	1'466	1'737	3'394
[100,300[117	1'254	737	1'064	1'217	1'496	2'022
[300,1'000[63	1'045	730	865	990	1'206	1'868
≥1'000	5	772	633	670	777	893	1'001

Généralement, dans la pratique, l'électricité solaire ne peut toutefois pas être consommée à 100 % sur son lieu de production. Dans le cas des installations PV du domaine commercial, les économies réalisées par la consommation propre ne peuvent pas toujours être calculées de manière triviale. Ce chapitre détaille davantage le calcul de la rentabilité.

6.3.1 Économies

Les économies réalisées avec une installation PV constituent l'aspect le plus important de la rentabilité. Dans le cadre des analyses réalisées par Amstein+Walthert en 2017 [1], un sondage a été réalisé auprès des entreprises de transports de divers secteurs. Elles ont notamment été questionnées sur les prix d'achat de l'électricité. En moyenne, l'électricité coûte 0.169 CHF/kWh aux ET. Les coûts du courant de traction des entreprises ferroviaires, de bus et de tram s'écartent des coûts de l'électricité généraux et se montent en moyenne à 0.12 CHF/kWh.

C'est en premier lieu la réduction de la facture d'électricité qui rend l'installation PV rentable, mais ce n'est toutefois pas le seul facteur :

- **Consommation propre** : l'autoconsommation permet de réduire les achats auprès du réseau public. Cet avantage constitue le facteur de rentabilité numéro un pour la quasi-totalité des installations PV, cf. ch. 6.4. Plus les tarifs d'achat de l'électricité et la part de consommation propre sont élevés, et plus ces économies sont importantes. Le point central est ici que les économies ne sont pas seulement réalisées sur les coûts de l'énergie, mais aussi sur les coûts du réseau basés sur le travail (de jusqu'à env. 0.08 CHF/kWh) ainsi que sur les taxes et les impôts (jusqu'à env. 0.03 CHF/kWh). Dès que l'électricité est injectée dans le réseau public et consommée à un autre endroit ou à un autre moment, ces économies sont annulées.
- **Réduction des pics de puissance** : à partir d'une certaine consommation d'énergie annuelle, les gestionnaires des réseaux facturent en partie ou entièrement les coûts du réseau à titre de tarif de puissance. Pour cela, la puissance maximale consommée pendant une période de 15 minutes est déterminée au cours d'une certaine période (typiquement un mois) et facturée. Les tarifs typiques varient de CHF 1.– à CHF 10.– par kilowatt et par mois. Les entreprises qui connaissent ce pic de puissance durant la journée peuvent réduire les taxes de puissances au moyen d'une installation PV. Selon le profil du consommateur et le tarif de puissance, ces économies peuvent représenter jusqu'à 25 % des économies totales.
- **Économies fiscales** : cet élément n'est généralement pertinent que pour les particuliers, pour qui l'installation PV peut fréquemment être déduite du revenu imposable (à l'exception des nouveaux bâtiments). Les entreprises soumises à la taxe sur la valeur ajoutée TVA peuvent déduire cette dernière à titre d'impôt anticipé.
- **Substitution de l'enveloppe du bâtiment** : ce point est surtout valable pour les installations intégrées à la toiture et en façade. La production énergétique des installations intégrées à la toiture est légèrement réduite par rapport aux installations posées sur la toiture, la ventilation arrière devant être prise en compte dans le cas des premières. Bien que la production énergétique d'une installation en façade soit de près de 30 % inférieure à celle d'une installation sur toiture, et bien que les coûts des installations en façade soient plus élevés que ceux d'une installation en toiture, les premières peuvent se révéler très intéressantes sur le plan économique. Une façade-rideau en pierre naturelle coûte plus de CHF 1000.-/m², tandis qu'une façade PV est réalisable au prix de 500.- CHF/m² environ. La façade PV ne réduit pas seulement les coûts d'investissement, mais produit en plus de l'électricité. Dans ces conditions, même les façades orientées au nord de certains bâtiments sont habillées de modules PV.

Parvis solaire, CFF Cargo, MuttENZ/BL

La maintenance des wagons cargo des CFF est assurée sur le site de MuttENZ, de manière centralisée. Le parvis a été entièrement couvert de modules PV translucides en 2016, de sorte que les rayons solaires passant entre les cellules peuvent pénétrer dans la halle. Les portants en acier ont été habillés de l'installation PV, de sorte que les modules PV servent aussi d'enveloppe au bâtiment. Les coûts d'une enveloppe séparée ont ainsi pu être économisés.



Figure 16 : parvis solaire CFF Cargo à MuttENZ, photo : © Prix Solaire Suisse 2017

– Puissance :	76 kW
– Production énergétique :	74 MWh/a
– Type d'installation PV :	intégrée au bâtiment
– Destination du courant produit :	consommation propre de l'installation de service et du réseau du site CFF
– Réalisation :	2017
– Spécificités :	installation PV en guise d'enveloppe du bâtiment, modules translucides, Prix Solaire 2017

6.3.2 Rendement

Le produit de la vente d'électricité est généralement plus faible que les économies réalisées. Grâce à l'électricité qui n'est pas tirée du réseau, cet apport peut tout de même jouer un rôle important pour la rentabilité de l'installation, surtout lorsque la consommation propre est faible. Les produits suivants peuvent être réalisés avec une installation PV :

- **Vente d'électricité au gestionnaire du réseau de distribution** : en raison des tarifs de rachat généralement bas, l'électricité est souvent vendue à perte, du moins si on la considère de manière isolée, cf. Figure 17. En combinaison avec les économies réalisées, elle permet en général d'exploiter l'installation PV de façon rentable.
- **Vente d'électricité sur le site** : si l'électricité peut être vendue à des tiers, que ce soit par le biais d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) ou sous forme de consommation propre au sein du réseau d'un site, l'opération est généralement presque aussi lucrative que la consommation propre, cf. aussi ch. 6.4.2.

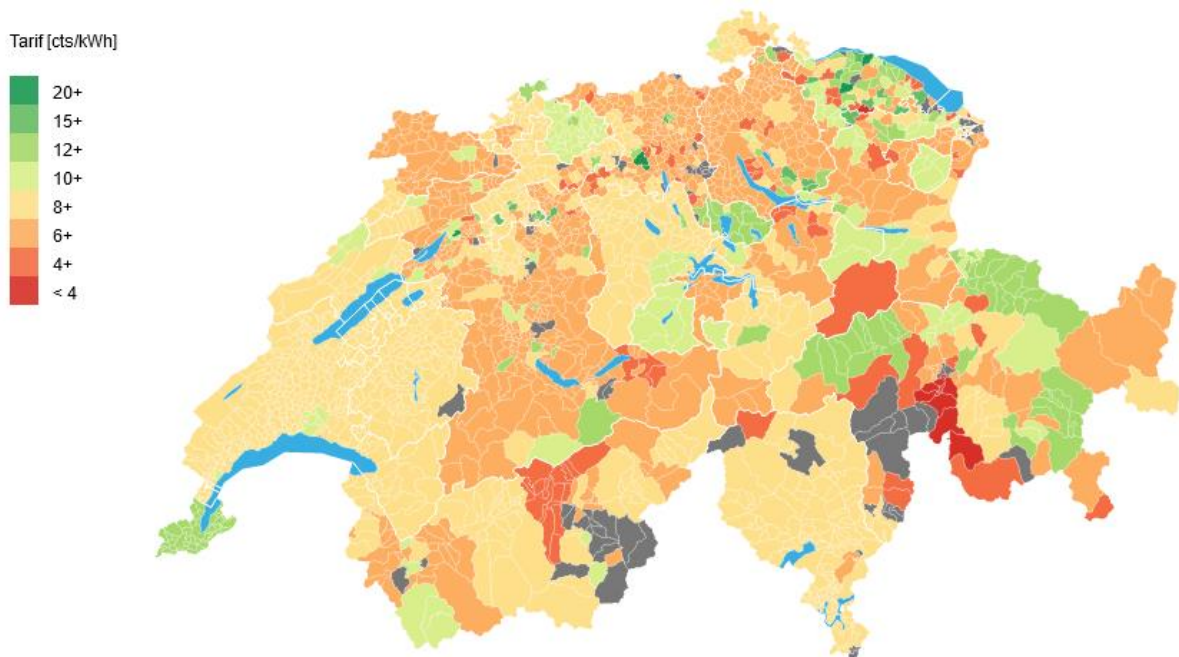


Figure 17 : tarif de rétribution (tarif de rachat) pour l'électricité injectée au réseau d'une installation de 40 kW, état en 2020. Source : www.pvtarif.ch

Les surfaces appropriées au photovoltaïque que possèdent les entreprises de transport sont souvent situées dans la zone d'approvisionnement de différents gestionnaires de réseau. Ainsi, l'analyse de rentabilité des installations solaires peut aussi être standardisée au sein d'une ET, sur la base de laquelle un tarif de rachat moyen pourra être estimé (par ex. en 2020 : 9 ct/kWh). Ceci a l'avantage, d'une part, d'unifier la planification et, d'autre part, de minimiser quelque peu le risque de fluctuations du tarif de rachat.

Les tarifs de rachat sont fonction des prix de l'électricité en Suisse et dans l'UE. Leur évolution est pratiquement impossible à prédire, mais l'UE table sur une légère hausse des prix, cf. Commission de l'UE 2019 [29].

L'exploitation rentable des petites installations avec une part importante de consommation est plus simple, puisque le tarif de rachat joue un rôle moindre dans ce contexte. La construction de petites installations « optimisées pour la consommation propre » peut toutefois conduire à une utilisation peu optimale des surfaces des toitures et des façades, auquel cas un développement ultérieur de l'installation entraîne des coûts plus élevés.

6.3.3 Calcul de l'amortissement

La méthode des annuités convient parfaitement pour calculer simplement l'amortissement. Elle permet de calculer le montant qu'une installation PV doit générer chaque année pour permettre le remboursement du capital investi, intérêts compris.

L'annuité AN (intérêts et remboursement du capital) est calculé à l'aide de la valeur actuelle BW, du taux d'intérêt z et de la durée d'amortissement T selon la formule suivante :

$$AN = BW * \frac{(1+z)^T * z}{(1+z)^T - 1}$$

Sont compris :

AN : annuité en CHF/a

BW : coûts nets de l'installation PV en CHF (valeur actuelle)

z : taux d'intérêt de calcul en %, correspondant au rendement brut (rendement sans intérêts du capital)

T : durée d'amortissement de l'installation PV en années (par ex. 25 ou 30 ans)

Les coûts complets de l'électricité sur la durée de vie (Levelized Cost of Electricity, LCOE) sont calculés de la façon suivante :

$$LCOE = \frac{AN + OM}{E}$$

Sont compris :

LCOE : coûts complets de l'électricité sur la durée de vie en CHF/kWh

AN : annuité en CHF/a

OM : exploitation et maintenance (Operation & Maintenance OM) en CHF/a

E : production énergétique moyen par année en kWh/a

Pour estimer la rentabilité, l'annuité peut permettre d'établir le bilan des coûts d'une année moyenne. Une autre possibilité est de dresser la liste des recettes et des dépenses dans un tableau de calcul pour toute la durée de vie de l'installation PV. Il apparaît alors typiquement que l'amortissement d'une installation PV prend entre 15 et 20 ans.

Deux exemples, l'un basé sur la méthode des annuités et l'autre sur l'observation des flux financiers tout au long de la durée de vie de l'installation, doivent permettre d'illustrer ce qui précède.

Exemple : calcul de la rentabilité avec la méthode des annuités

Avantages : représentation simplifiée, peu d'effort de calcul, évaluation facile de portefeuilles. Inconvénients : les flux financiers ne peuvent pas être représentés au fil du temps et la méthode manque de précision en cas de fluctuations importantes des recettes et des dépenses annuelles.

Hypothèse :

- Puissance de l'installation PV : $P = 180 \text{ kW}$
- Coûts nets de l'installation PV : $234\,000 \text{ CHF}$
- Rétribution unique : $55\,000 \text{ CHF}$ (cf. ch. 6.2)
- Coûts nets de l'installation PV : $BW = 179\,000 \text{ CHF}$ (coûts bruts moins rétribution unique)
- Production annuelle d'électricité : $E = 176\,400 \text{ kWh/a}$ (env. 980 kWh/kW, pas de dégradation)
- Tarif moyen de l'achat d'électricité : 0.18 CHF/kWh
- Tarif de rachat (y c. GO) : 0.08 CHF/kWh
- Coûts d'exploitation et de maintenance : $OM = 0.03 \text{ CHF/kWh}$
- Part de la consommation propre : 35%
- Coûts du capital : $z = 2 \%$
- Durée d'exploitation de l'IPV : $T = 30 \text{ ans}$ (amortissement comptable sur 25 ans)

Calcul :

Annuité AN	$AN = BW * \frac{(1+z)^T * z}{(1+z)^T - 1}$ <p>Ou avec Excel (AN = RMZ (0.02; 30; -179 000))</p>	$AN = 179\,000 \text{ CHF} * \frac{(1+0.02)^{30} * 0.02}{(1+0.02)^{30} - 1}$	$AN = 7\,992 \text{ CHF}$
Économies annuelles grâce à la consommation propre		$E_{sp} = 176\,400 \frac{\text{kWh}}{a} * 35\% * 0.18 \text{ CHF/kWh}$	$E_{sp} = 11\,113 \text{ CHF}$
Recettes annuelles (vente d'électricité)		$E_{ein} = 176\,400 \frac{\text{kWh}}{a} * 65\% * 0.08 \text{ CHF/kWh}$	$E_{ein} = 9\,173 \text{ CHF}$
Coûts d'exploitation et de maintenance annuels		$OM = 176\,400 \text{ kWh/a} * 0.03 \text{ CHF/kWh}$	$OM = 5\,292 \text{ CHF}$
Bilan annuel :	$\text{économies} + \text{recette} - \text{dépenses} = \text{bilan annuel} = E_{sp} + E_{ein} - K_{OM}$	$11\,113 \text{ CHF} + 9\,173 \text{ CHF} - 5\,292 \text{ CHF}$	$14\,994 \text{ CHF}$
Coûts complets l'électricité sur la durée de vie	$LCOE = \frac{AN + OM}{E}$	$LCOE = \frac{7\,992 \text{ CHF} + 5\,292 \text{ CHF}}{176\,400 \text{ kWh}}$	$LCOE = 0.075 \text{ CHF/kWh}$

L'installation PV doit chaque année réaliser un produit de 7992 CHF + 5292 CHF = 13 284 CHF pour être rentable. Elle génère même 14 994 CHF.

Exemple : calcul de la rentabilité avec le tableau des flux monétaires

Avantages : possibilité de représenter les recettes et les dépenses par année, de planifier le cash-flow (planification des liquidités).

Inconvénients : nécessite un tableau par exemple. La comparaison de différentes installations est difficile.

Les hypothèses sont les mêmes que pour l'exemple précédent. La dégradation (diminution de la puissance des modules PV) a été prise en considération à hauteur de 0,5 % par année.

Tableau 5 : tableau des flux monétaires, exemple 2

An- née a	Produc- tion E kWh/a	Économie E _{sp} CHF/a	Vente d'élec- tricité E _{ein} CHF/a	Exploitation et maintenance OM CHF/a	Coûts du capital CHF/a	Rendement annuel net CHF/a	Capital CHF
							-234 000
0							-179 000
1	176 400	11 113	9 173	-5 292	-3 580	11 414	-167 586
2	175 518	11 058	9 127	-5 292	-3 352	11 541	-156 045
3	174 640	11 002	9 081	-5 292	-3 121	11 671	-144 374
4	173 767	10 947	9 036	-5 292	-2 887	11 804	-132 571
5	172 898	10 893	8 991	-5 292	-2 651	11 940	-120 631
6	172 034	10 838	8 946	-5 292	-2 413	12 079	-108 551
7	171 174	10 784	8 901	-5 292	-2 171	12 222	-96 330
8	170 318	10 730	8 857	-5 292	-1 927	12 368	-83 962
9	169 466	10 676	8 812	-5 292	-1 679	12 517	-71 444
10	168 619	10 623	8 768	-5 292	-1 429	12 670	-58 774
11	167 776	10 570	8 724	-5 292	-1 175	12 827	-45 947
12	166 937	10 517	8 681	-5 292	-919	12 987	-32 960
13	166 102	10 464	8 637	-5 292	-659	13 151	-19 810
14	165 272	10 412	8 594	-5 292	-396	13 318	-6 492
15	164 445	10 360	8 551	-5 292	-130	13 489	6 998
16	163 623	10 308	8 508	-5 292	140	13 665	20 662
17	162 805	10 257	8 466	-5 292	413	13 844	34 506
18	161 991	10 205	8 424	-5 292	690	14 027	48 533
19	161 181	10 154	8 381	-5 292	971	14 214	62 748
20	160 375	10 104	8 340	-5 292	1 255	14 406	77 154
21	159 573	10 053	8 298	-5 292	1 543	14 602	91 756
22	158 775	10 003	8 256	-5 292	1 835	14 802	106 558
23	157 982	9 953	8 215	-5 292	2 131	15 007	121 565
24	157 192	9 903	8 174	-5 292	2 431	15 216	136 781
25	156 406	9 854	8 133	-5 292	2 736	15 430	152 212
26	155 624	9 804	8 092	-5 292	3 044	15 649	167 861
27	154 846	9 755	8 052	-5 292	3 357	15 872	183 733
28	154 071	9 706	8 012	-5 292	3 675	16 101	199 834
29	153 301	9 658	7 972	-5 292	3 997	16 334	216 168
30	152 534	9 610	7 932	-5 292	4 323	16 573	232 741

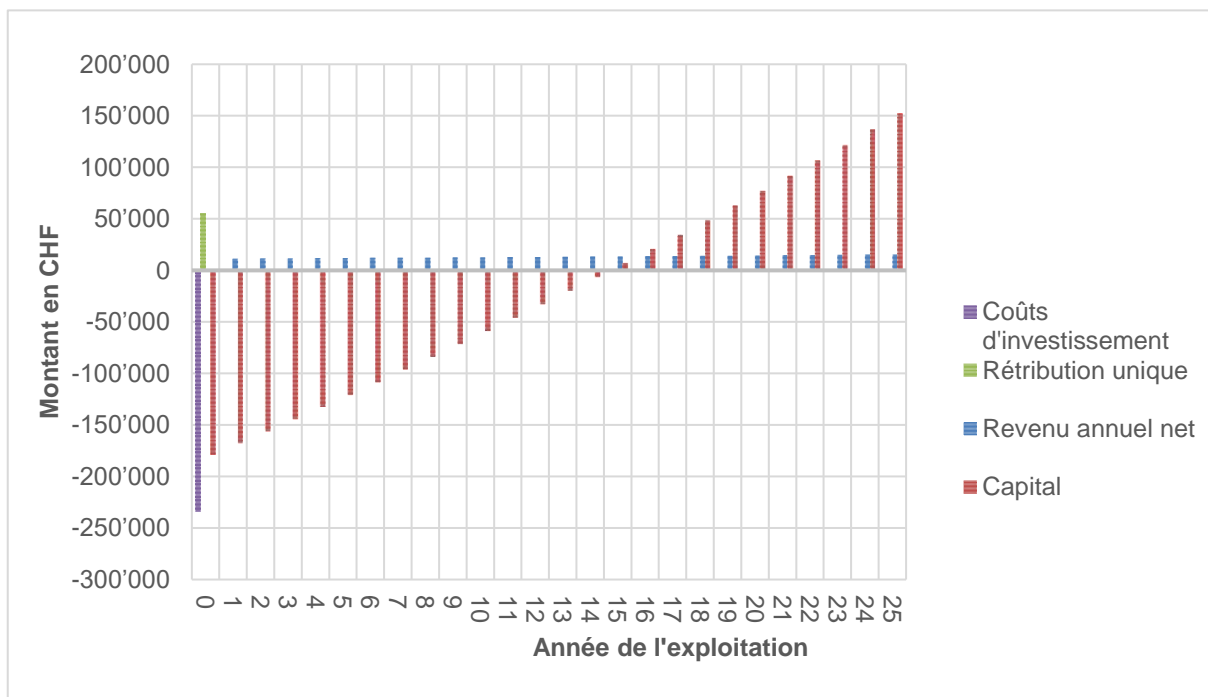


Figure 18 : flux financiers de l'exemple 2, Break Even après 15 ans

Les installations PV qui, outre la production d'électricité, ne remplissent aucune fonction supplémentaire (par ex. enveloppe du bâtiment), devraient pouvoir être exploitées de façon rentable. Outre les revenus de la vente d'électricité et les économies résultant de la consommation propre, tous les autres facteurs économiques pertinents doivent être pris en compte (cf. exemple Tableau 5). Les coûts d'entretien peuvent être estimés à l'aide de la brochure « Coûts d'exploitation des installations photovoltaïques » éditée par EnergieSuisse [30] (par ex. 0.03 CHF/kWh pour les grandes installations en toiture). Pour évaluer la rentabilité, il est recommandé de compter une durée d'amortissement de 25 ans et d'utiliser le taux hypothécaire de référence de l'Office fédéral du logement, en y ajoutant 0,5 % de supplément de risque (2020 : 1,75 %) [31]. Une durée d'amortissement de 40 ans peut être prise en compte pour les installations PV intégrées à des bâtiments de qualité supérieure, à l'image des installations en façade, celles-ci ayant une fonction supplémentaire puisqu'elles font partie de l'enveloppe du bâtiment.

La Figure 19 indique, à l'aide d'un exemple, l'importance de l'influence de la rémunération du capital sur les coûts de revient de l'électricité. La réalisation de l'installation PV a coûté 1100.– CHF/kW et produit chaque année 950 kWh/kW ; des coûts d'exploitation de 2.5 ct/kWh ont été prévus.

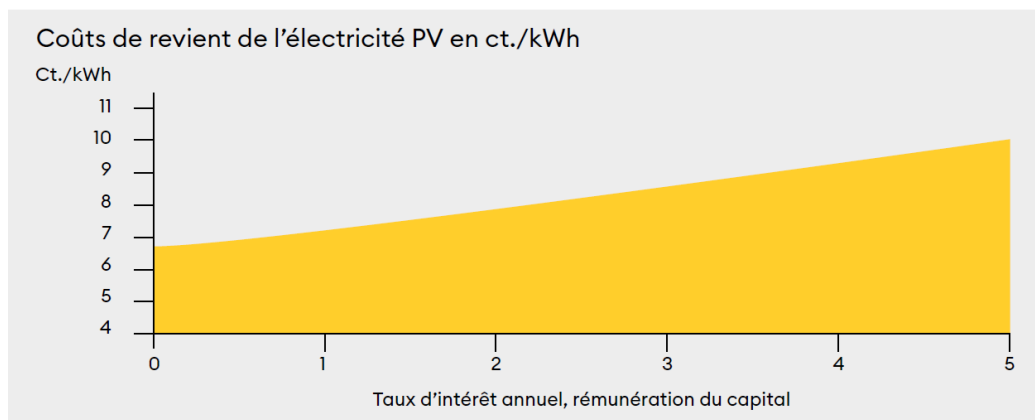


Figure 19 : coûts de revient de l'électricité en fonction de l'intérêt annuel

6.4 Modèles commerciaux pour les installations PV

Les exemples présentés dans le ch. 6.3.3 le montrent clairement : les coûts de revient de l'électricité sont souvent plus élevés que le tarif de rachat, mais moins élevés que le tarif d'achat. Cette situation de départ vaut pour presque toutes les installations PV en Suisse. La conséquence est que la part de

l'énergie solaire autoconsommée de la production totale (part de consommation propre) est bien souvent le facteur déterminant pour la rentabilité. De nombreuses installations sont rentables à partir d'une part de consommation propre d'environ 20 %. Avec une part de consommation propre supérieure à 50 %, les installations PV sont généralement très lucratives. Inversement, les grandes installations avec des prix de production d'env. 0.08 CH/kWh sont également rentables, malgré un tarif de rachat et une part de consommation propre faibles.

La part possible de consommation propre d'un bâtiment peut être évaluée d'après sa fonction, conformément à la Figure 20. Bien que pertinent, le type de consommateur n'est pas l'élément dominant. C'est avant tout la part de l'électricité solaire annuelle (part de l'électricité produite par l'installation sur l'ensemble de l'électricité consommée, aussi appelée « degré de couverture solaire ») qui s'avère déterminante.

Lorsque la part d'électricité solaire est de 100 %, la part de consommation propre se situe entre 30 % et 45 %. Grâce au cycle journalier clair, l'utilisation commerciale d'un immeuble conduit dans la plupart des cas à une part de consommation propre plus élevée que dans le cas d'une habitation privée.

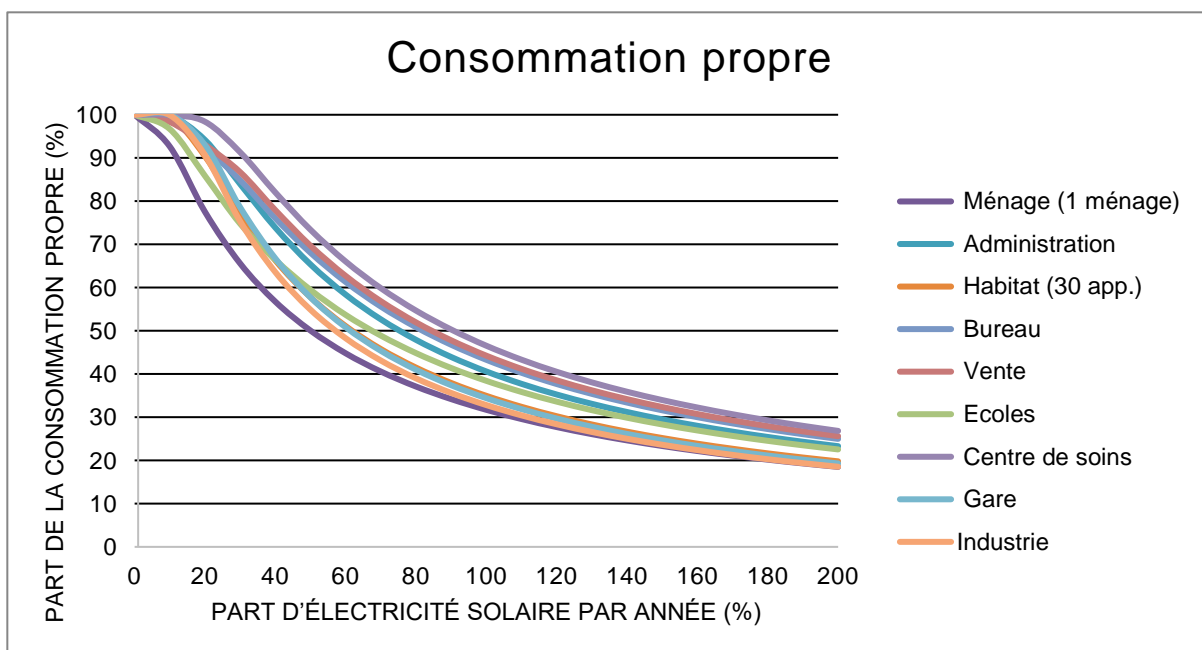


Figure 20 : part de la consommation propre pour divers consommateurs, source : Basler & Hofmann

Comme la consommation propre est un facteur central de la rentabilité d'une installation PV, la législation suisse a été élargie ces dernières années pour permettre la réalisation de différentes variantes d'autoconsommation.

Leur point commun à toutes est qu'il n'est plus nécessaire de s'acquitter de taxes pour l'utilisation du réseau ni d'autres taxes pour l'électricité qui n'est pas injectée dans le réseau public. Dans la pratique, plusieurs variantes sont possibles. La Figure 21 résume les variantes de consommation propre possibles.

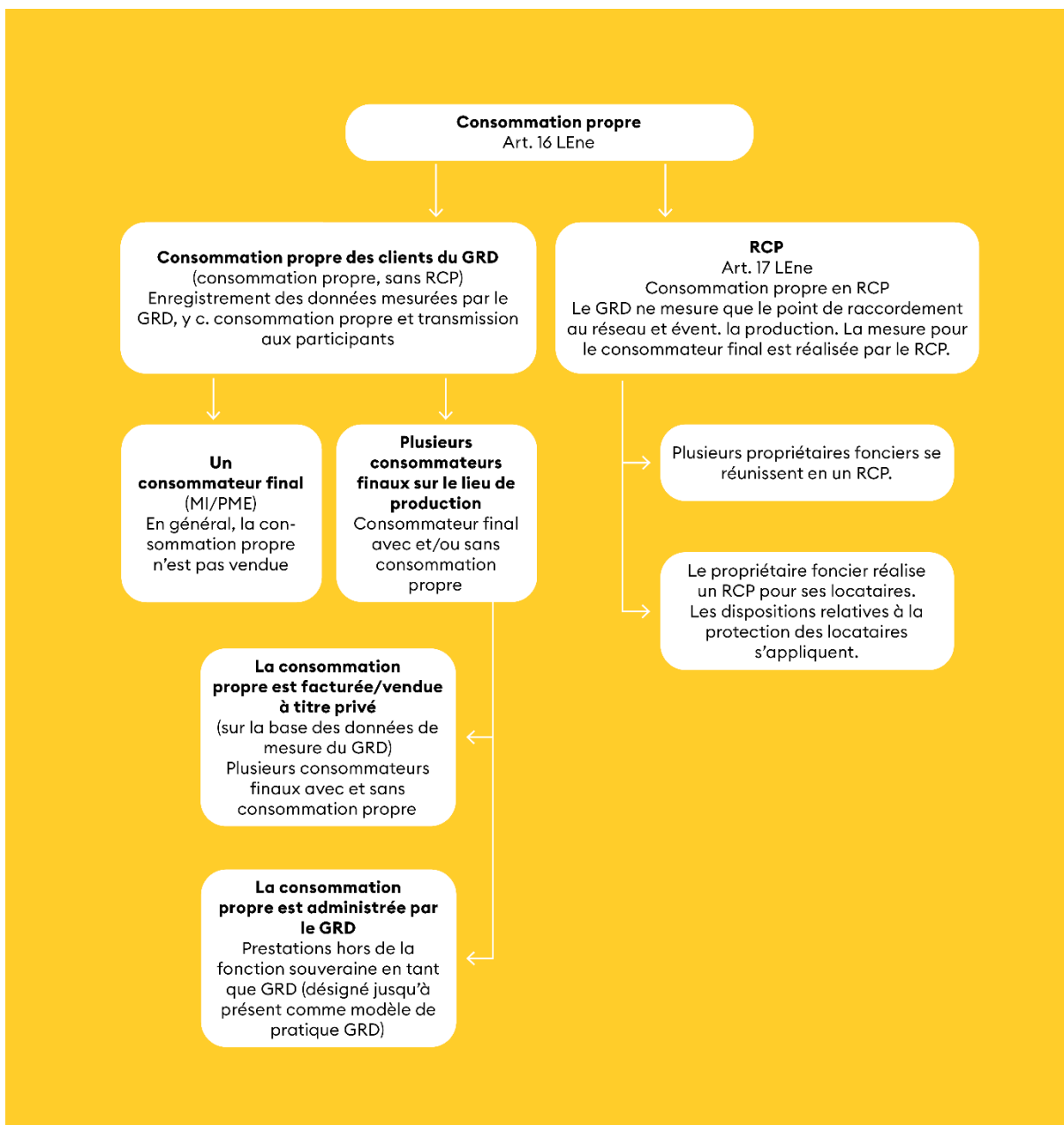


Figure 21 : variantes pour la réalisation de la consommation propre. Graphique : Peter Toggweiler, Basler & Hofmann / Swissolar

Outre la consommation propre, d'autres modèles commerciaux permettent de réaliser des installations PV. L'électricité solaire peut simplement être vendue à des tiers. Le contracting est également très répandu : la toiture est mise à disposition d'une entreprise externe, qui construit et exploite l'installation solaire et vend ensuite l'électricité solaire au propriétaire du toit.

Parfois, le potentiel marketing des installations PV est utilisé et le financement en partie garanti par une participation citoyenne.

Les modèles de consommation propre, la vente d'électricité solaire et le contracting sont examinés plus en détail ci-après.

6.4.1 Modèle « Un consommateur final MI/PME »

La forme la plus simple de consommation propre, possible depuis les premières installations PV, est la variante « Un consommateur final MI/PME ». Lorsque le gestionnaire de l'installation PV et le consommateur d'électricité sont le même client d'un gestionnaire de réseau de distribution et qu'ils ne disposent que d'un point de raccordement, ils sont libres de consommer eux-mêmes leur propre électricité. Il est peu important qu'il s'agisse d'une ou de plusieurs installations et que les consommateurs se trouvent dans un seul bâtiment ou qu'ils soient répartis entre plusieurs bâtiments. Les rapports en matière de propriété ne sont pas très importants non plus. Le seul élément pertinent est que le gestionnaire du

réseau ne doit facturer la consommation et la production d'électricité que pour un seul client et en un seul lieu.

IPV sur un bâtiment de bureaux, Ibach, SZ (AUTO AG SCHWYZ)

En 2015, AUTO AG SCHWYZ a aménagé une installation PV sur le toit de ses bureaux. Les consommateurs d'électricité incluent les locaux administratifs ainsi que l'éclairage du parking et de l'atelier et ses appareillages. AUTO AG SCHWYZ possède désormais trois véhicules de service électriques, qui peuvent être alimentés en électricité solaire. Ces voitures électriques servent aux changements d'équipe des chauffeurs de bus et réduit l'impact de leurs déplacements sur l'environnement.



Figure 22 : installation posée sur la toiture plate du bâtiment de bureaux d'Auto AG Schwyz, photo : AUTO AG SCHWYZ

- Puissance : 30 kW
- Production énergétique : 29 MWh/a
- Type d'installation PV : toiture gravier plate, orientation est-ouest
- Financement : autofinancement par AUTO AG SCHWYZ
- Destination du courant produit : autoconsommation et injection dans le réseau en cas d'excédent de production
- Réalisation : 2015
- Spécificités : mise en œuvre du projet par Elektrizitätswerk Schwyz AG

6.4.2 Modèle « Regroupement dans le cadre de la consommation propre RCP »

Si l'électricité peut être vendue à des tiers, que ce soit par le biais d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) ou sous forme de consommation propre au sein du réseau d'un site, l'opération est généralement presque aussi lucrative que la consommation propre. En effet, d'un point de vue juridique, il s'agit de consommation propre (car le réseau d'électricité public ne peut pas être mis à contribution), c'est-à-dire que le consommateur d'électricité ne doit pas s'acquitter des coûts du réseau ni des taxes relatives à l'électricité. La différence entre les coûts de revient de l'électricité et les prix d'achat sans installation PV décide ainsi du rendement de cette dernière. Dans le même temps, le regroupement d'utilisateurs présentant des profils de consommation variés permet de relever sensiblement la part de la consommation propre.

Si les consommateurs finaux sont des locataires, l'ordonnance sur l'énergie prescrit de manière plutôt détaillée dans quelles conditions l'électricité peut leur être vendue, ceci dans le but de les protéger. Pour l'essentiel, l'ordonnance sur l'énergie stipule qu'en cas de contrat de bail, l'électricité solaire ne doit pas être plus chère que l'électricité provenant du réseau, et qu'un éventuel bénéfice d'une installation PV doit être partagé avec les locataires. Le taux d'intérêt de référence applicable aux contrats de bail doit servir de base pour le calcul. En présence de contrats de bail déjà signés, les locataires doivent par ailleurs avoir la possibilité de refuser de rejoindre un RCP. Ceux qui appartiennent déjà à un RCP ne peuvent en sortir que si le propriétaire du bâtiment n'est pas en mesure de garantir l'approvisionnement. Les dispositions relatives au RCP sont définies à l'art. 16ss LEnE et à l'art. 15ss OEnE, [32].

La répartition de l'énergie et la mesure de l'électricité pour le décompte entre les participants au RCP sont relativement compliquées. La conception d'un RCP n'est pas non plus toujours simple, un nombre suffisant de participants adéquats devant être trouvé.

Il existe désormais des entreprises qui proposent des solutions RCP complètes, et qui déchargent les prestataires de cette problématique. De plus amples informations sont disponibles dans le « Guide pratique de la consommation propre » d'ÉnergieSuisse, [33]. Le calculateur Excel qui en fait partie permet de déterminer le prix correct de l'électricité solaire.

6.4.3 Modèle « Consommation propre gérée par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) »

Le modèle GRD (aussi appelé modèle de pratique) repose sur le modèle maison individuelle / secteur commercial, mais n'est pas ancré dans la loi. Si à l'emplacement considéré, plusieurs consommateurs finaux sont raccordés et si l'électricité de l'installation PV leur parvient directement, sans passer par le réseau électrique public, il n'est en principe pas nécessaire de s'acquitter de taxes pour cette électricité. C'est toutefois au gestionnaire du réseau qu'il revient de procéder aux mesures nécessaires et de confirmer cette pratique. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau prend en charge l'encaissement pour l'exploitant de l'installation. Il facture l'électricité solaire des différents consommateurs et en reverse le produit, après déduction d'une marge de distribution et d'administration, au propriétaire de l'installation PV. Les différents consommateurs finaux restent cependant clients du gestionnaire du réseau de distribution et peuvent décider, chaque année, de continuer à acheter de l'électricité solaire ou de choisir un autre produit d'électricité de leur gestionnaire.

6.4.4 Modèle « Consommation propre facturée/vendue à titre privé (sur la base des données mesurées par le gestionnaire du réseau de distribution) »

L'art. 16 de la loi sur l'énergie LEné([34]) stipule, pour la consommation propre, que : « Tout exploitant d'installation peut consommer, sur le lieu de production, tout ou partie de l'énergie qu'il a lui-même produite. Il peut aussi vendre tout ou partie de cette énergie pour qu'elle soit consommée sur le lieu de production. Ces deux types d'affectation de l'énergie sont considérés comme consommation propre. »

L'art. 8 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI, [35]) précise en outre que : « Les gestionnaires de réseau mettent à la disposition des acteurs concernés, dans les délais convenus et de façon uniforme et non discriminatoire, les mesures et les informations nécessaires : [...]:

- f. aux processus de facturation découlant de la LEné et de l'ordonnance du 1^{er} novembre 2017 sur l'énergie (OEne) (OEne, [32]);
- g. à la commercialisation directe [...] »

Il en résulte un modèle de consommation propre qui n'a pratiquement pas été utilisé à ce jour, et dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Le décompte de la consommation propre privée dans un bâtiment qui rassemble plusieurs clients finaux sur la base des données de mesure du GRD est autorisé. Dans ce cas, le propriétaire de l'installation ou son gérant vend aux consommateurs finaux l'électricité produite directement sur place.
- Les consommateurs finaux doivent consentir à ce modèle et le faire savoir au gestionnaire de réseau de distribution et au propriétaire de l'installation, comme lorsqu'ils choisissent un autre produit d'électricité. Après une année, ils peuvent à nouveau choisir le produit d'électricité souhaité, contrairement à ce qui est prévu pour le RCP.
- Les coûts de mesure sont portés à la charge des coûts du réseau et le gestionnaire de réseau de distribution ne peut facturer que le prix de la consommation propre ainsi que l'encaissement si c'est lui qui établit la facture de la consommation propre pour le client final.
- Les compteurs publics restent installés, de sorte que contrairement au RCP, il n'est pas nécessaire de modifier les raccordements, également lorsqu'un consommateur final décide de quitter le regroupement.

6.4.5 Vente d'électricité solaire

En matière de vente d'électricité solaire, une distinction doit être faite entre énergie physique et valeur ajoutée écologique, administrée au moyen de garanties d'origine (GO). L'énergie physique doit être reprise et rétribuée par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) local. Conformément à l'art. 12 de l'ordonnance sur l'énergie (OEne), le montant de la rétribution sera basé « sur les coûts du gestionnaire de réseau pour l'achat d'électricité équivalente auprès de tiers et sur les coûts de revient des propres installations de production ». Une certaine marge de manœuvre est ainsi possible et peut en particulier être modifiée chaque année.

Les GO peuvent être vendues sur le marché libre, mais seulement à très bas prix. Certains GRD les rétribuent également et les revendent à leurs propres consommateurs finaux.

De plus amples informations sur le commerce de garanties d'origine sont disponibles sur le site Internet de Pronovo, [36].

Karl Gessinger AG, Bad Ragaz, SG (entreprise de cars postaux)

La halle orientée au sud-ouest se prête très bien à la valorisation de l'électricité solaire. La toiture légèrement inclinée a été rénovée récemment, de sorte que les coûts du montage des modules PV sont restés relativement faibles. Sur le site, la consommation d'électricité actuelle est faible, à 13 000 kWh/an. Toutefois, il est prévu de remplacer quatre bus par des véhicules électriques ces prochaines années. L'entreprise Karl Gessinger AG sera en mesure de produire elle-même une partie de l'électricité nécessaire pour faire rouler ces bus électriques.

Les installations qui ont été construites avant 2013 pouvaient profiter de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), de sorte que l'installation était rentable grâce à la seule vente de l'électricité au gestionnaire de réseau.



Figure 23 : halles de Karl Gessinger AG à Bad Ragaz, entreprise de cars postaux, photo : entreprise Pfiffner Elektrotechnik GmbH

- | | |
|------------------------------------|---|
| – Puissance : | 80,5 kW |
| – Production énergétique : | env. 80 MWh/a |
| – Type d'installation PV : | toiture inclinée à 10°; châssis posé directement sur le toit en tôle |
| – Coûts d'investissement : | env. CHF 165 000.– |
| – Financement : | autofinancement |
| – Destination du courant produit : | injection dans le réseau de toute l'électricité produite |
| – Réalisation : | mise en service en octobre 2014 |
| – Spécificités : | rétribution à prix coûtant par kWh injecté, pas de commercialisation propre |

6.4.6 Contracting

En cas de contracting, le contracteur prend habituellement en charge le financement, la construction et l'exploitation de l'installation PV. Deux contrats sont conclus dans ce but :

- **Contrat pour la location de toitures** : ce contrat stipule que le contracteur peut utiliser le toit pour construire et exploiter une installation PV. Il définit l'éventuelle location du toit. L'accès au toit et les obligations en matière d'entretien y sont également réglés. Ce contrat est souvent inscrit au

registre foncier, afin de donner des garanties au contracteur. Sur son site Internet, Swissolar propose un contrat-type d'utilisation de toiture (lien, cf. introduction chapitre 6).

- **Contrat d'approvisionnement en électricité** : Le contrat d'approvisionnement en électricité détermine à quel prix le contracteur vend quelle quantité d'électricité au partenaire contractuel (par ex. utilisateur du bâtiment ou propriétaire). Un renchérissement du prix de l'électricité lié à un indice est parfois prévu (par ex. couplage au taux d'intérêt de référence, à un indice du renchérissement ou à des prix d'électricité de référence à fixer). Un tableau des valeurs résiduelles permet de régler la vente éventuelle de l'installation PV au partenaire contractuel.

Les deux contrats sont typiquement couplés, le contracteur ne pouvant assurer l'approvisionnement en électricité que s'il a le droit d'utiliser la toiture.

Si l'utilisateur du bâtiment et son propriétaire sont la même partie contractante, les deux contrats peuvent être réunis en un seul.

En règle générale, un contracting n'est intéressant que si l'utilisateur du bâtiment n'est pas en mesure de financer lui-même l'installation PV ou s'il ne veut pas assumer lui-même la responsabilité de la construction et de l'exploitation de l'installation. Pour le reste, il est plus lucratif, pour une ET, de financer, construire et exploiter elle-même l'installation PV.

De nombreuses grandes entreprises d'installations PV et de fournisseurs d'énergie proposent des solutions de contracting. Il est aussi possible de trouver des prestataires adéquats par appel d'offres ou simplement en effectuant une recherche sur Internet.

Exemple de projet de toits de quais, divers emplacements à Fribourg (Transports Publics Fribourgeois, TPF)

En collaboration avec un entrepreneur, les Transports Publics Fribourgeois (TPF) ont aménagé des installations photovoltaïques sur des toitures de quai sur les sites de Belfaux, Villars-les-Moines, Courtepin et Pensier.

La taille de l'installation PV sera adaptée au potentiel d'autoconsommation de chaque gare. Environ 60 % de l'électricité produite peut être consommée directement sur place (équipements de sécurité, publicité, distributeurs de billets, systèmes de ventilation).



Figure 24 : installation PV sur le toit du quai de l'arrêt de Pensier, photo : TPF

- Type d'IPV : toiture plate, structure légèrement relevée
- Financement : contracting avec un investisseur externe (Swiss Solar City, cf. Annexe : Entreprises et organisations)
- Destination du courant produit : consommation propre des TPF ; injection du courant excédentaire dans le réseau électrique local
- Réalisation : 2018

6.4.7 Modèles de participation

Les modèles de participation sont d'autres modèles commerciaux qui permettent de renforcer les liens avec la clientèle. Ils permettent à des particuliers et à des entreprises de participer à la construction d'une installation PV. En contrepartie, des bons ou de l'électricité solaire peut leur être proposés. La valeur ajoutée créée par le lien durable établi entre les participants dans un tel projet de développement durable ne doit pas être négligé dans ce modèle commercial. Le lien conceptuel ou géographique avec un projet y contribue.

Des entreprises proposent des modèles participatifs de ce genre clé en main (par ex. Solarify, cf. Annexe : Entreprises et organisations).

Exemple de projet de toit pliable au-dessus d'un parking, Jakobsbad AI (téléphérique du Kronberg)

L'exemple du téléphérique du Kronberg, à Jakobsbad, montre que les toitures des parkings conviennent bien à des projets d'installations PV. Au printemps 2020, une installation photovoltaïque pliable de 4000 m² y a été réalisée. L'installation PV se compose de 1320 panneaux solaires et produit environ 350 kWh par an.

Outre la réalisation technique du toit pliable, qui peut être rentré en cas de forts vents (>15 m/s), de chutes de neige importantes ou de formation de glace, le financement est également innovant : outre l'investissement de l'entreprise SAK (St.Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG), des participations ont été proposées aux citoyens et rétribuées par des bons pour le téléphérique. Le nom des personnes impliquées peut en outre être gravé sur les modules, depuis dessous.



Figure 25 : toit solaire pliable sur le parking du téléphérique du Kronberg, photo : St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG (SAK)

– Puissance :	429 kW
– Production énergétique :	350 MWh/a
– Type d'installation PV :	toit pliable
– Coûts d'investissement :	CHF 1,5 million
– Financement :	investissement propre de SAK AG et participation citoyenne
– Destination du courant produit :	autoconsommation, injection dans le réseau
– Réalisation :	2020
– Spécificités :	toit pliable, fabriqué par dhp Technology cf. Annexe : Entreprises et organisations

7 Autorisations

De nombreuses ET sont soumises à la loi sur les chemins de fer ou à la loi sur les installations à câbles. Toutes deux prescrivent une procédure fédérale d'approbation des plans de l'OFT pour les constructions et les installations servant principalement à l'exploitation d'installations ferroviaires (chemin de fer, téléphérique, etc.), l'exploitation de bus ou de bateaux (cf. art. 18, al. 1, LCdF et art. 9 LICa). Ce principe vaut aussi pour la construction d'installations PV.

Avec la procédure fédérale d'approbation des plans de l'OFT, il n'est pas nécessaire d'obtenir d'autres autorisations (par ex. autorisation de construire cantonale, procédure d'approbation des plans ESTI, etc.). L'OFT coordonne cette procédure d'approbation des plans de manière autonome.

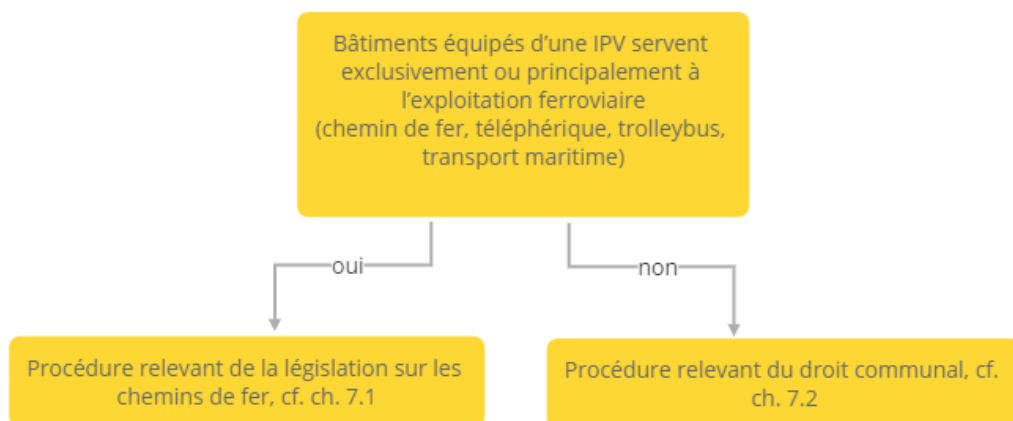


Figure 26 : choix de la procédure d'autorisation d'une installation.

Depuis le 1^{er} juillet 2020, la LCdF spécifie qu'une procédure d'approbation des plans de l'OFT est aussi nécessaire pour l'adjonction de constructions et d'installations non ferroviaires à une installation ferroviaire (nouveau : art. 18, al. 1^{bis}, LCdF). Les installations PV sur les installations ferroviaires (par ex. abri de quai, bâtiment de technologie ferroviaire ou de poste d'enclenchement) sont explicitement mentionnées comme exemples de telles installations dans une lettre d'information de l'OFT du 24 juin 2020.

Seuls les bâtiments et installations dont les ET sont propriétaires et qui ne sont pas régis par le droit ferroviaire (par ex. immeubles d'habitation ou de bureaux) peuvent être équipés d'installations PV d'après la procédure relevant du droit communal.

Des informations actuelles sur l'autorisation des installations PV dans les transports publics se trouvent sous les liens suivants :

- [Procédure d'approbation des plans de l'OFT](#)
- [Procédure d'approbation des plans de l'ESTI](#)
- [Conditions pour la construction d'installation solaires en procédure d'annonce](#)

7.1 Procédure relevant de la législation sur les chemins de fer

Une installation PV d'un chemin de fer (art. 18, al. 1, LCdF) ou d'un tiers aménagée contre ou sur une installation ferroviaire existante (art. 18, al. 1^{bis}, LCdF) est réputée installation ferroviaire.

Si l'installation PV est soumise à l'ordonnance sur les installations à basse tension (OIBT) (au maximum 1000 V AC ou 1500 V DC selon l'art. 1, al. 2, let. a, OIBT) et sous réserve qu'elle n'affecte pas les intérêts dignes de protection relevant de l'aménagement du territoire, de la protection de l'environnement, de la conservation de la nature et du paysage ou de tiers, et qu'elle ne requière pas d'autorisations en vertu d'autres dispositions du droit fédéral (art. 1a, al. 1, OPAPIF), alors elle est considérée comme une installation ferroviaire non soumise à autorisation au sens de la lettre p de l'annexe de l'OPAPIF.

L'ET procède elle-même à cette évaluation, mais doit présenter à l'OFT une liste des projets considérés comme tels. Une approbation des plans de l'OFT est requise en cas de doute ainsi que pour toutes les installations PV non régies par l'OIBT (par ex. installations à haute tension à 16,7 Hz [11 kV, 15 kV]) ou aménagées contre ou sur des installations ferroviaires existantes, indépendamment de la puissance. Elle est généralement accordée dans le cadre d'une procédure simplifiée (art. 18i, al. 1, LCdF). Il n'y a pas de mise à l'enquête publique avec la procédure simplifiée. Les parties concernées peuvent prendre position sur le projet si elles n'ont pas au préalable donné leur consentement par écrit.

Une procédure relevant de la législation sur les chemins de fer remplace toute autre procédure d'autorisation, c'est-à-dire que lorsqu'une installation peut être réalisée sans autorisation, une procédure d'approbation des plans de l'ESTI n'est pas non plus nécessaire pour les installations de plus de 30 kW (cf. aussi ch. 7.2).

Les exemples suivants décrivent les cas dans lesquels il est possible de construire une installation sans demander d'autorisation :

Une halle pour l'entreposage des outils, utilisés pour l'entretien de la voie ferrée, sert essentiellement à l'exploitation d'installations ferroviaires. Les installations électriques sur ce bâtiment sont donc en principe soumises à l'obligation d'approbation des plans de l'OFT. L'installation électrique complète dans cette halle d'entreposage est cependant raccordée au réseau à 50 Hz et n'est liée d'aucune manière au courant de traction. Les installations électriques relèvent donc de l'OIBT. Le bâtiment n'est pas un monument protégé et n'est inscrit dans aucun inventaire pertinent en la matière. Pour ces raisons, l'installation PV peut être construite sans autorisation.

Si une procédure d'approbation des plans de l'OFT est nécessaire, il faut savoir que la demande ne peut être déposée que par le gestionnaire d'infrastructure (donc l'ET). Si la construction est réalisée par un tiers sur une installation ferroviaire, l'OFT recommande de faire signer la demande par l'ET et par l'entreprise tierce.

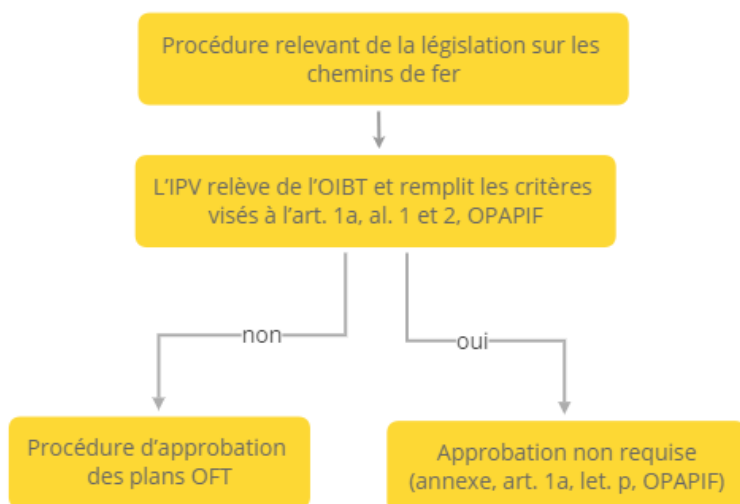


Figure 27 : procédure relevant de la législation sur les chemins de fer

La procédure d'approbation des plans de l'OFT est décrite en détail sur le site Internet de l'OFT, [37]. La procédure d'approbation des plans sert à constater si le projet de construction prévu respecte les prescriptions techniques et la réglementation juridique en matière de protection de la nature, de l'environnement et du patrimoine, et d'aménagement du territoire, et veille à s'assurer que les droits des parties concernées par le projet de construction soient préservés.

Exemple de projet de bâtiment de technique ferroviaire, Camorino TI (AlpTransit Gotthard SA / CFF)

Le bâtiment construit par AlpTransit Gotthard SA pour les CFF au niveau du portail nord du tunnel de base du Ceneri a été mis à la disposition de l'ancienne commune de Camorino (qui fait aujourd'hui partie de la ville de Bellinzona) pour la construction d'une installation PV en toiture. Cette installation a été soumise à une procédure d'approbation des plans de l'OFT, notamment parce que le système de mise à terre devait être adapté. La superstructure étant placée au milieu du bâtiment, les modules PV ont été relevés sur toute la surface, à l'instar d'un toit en pente.



Figure 28 : bâtiment de technique ferroviaire de Camorino, photo : Evolve SA

– Puissance :	134 kW
– Production énergétique :	env. 130 MWh/a
– Type d'installation PV :	construction spéciale sur toiture gravier
– Coûts d'investissement :	CHF 300 000.–
– Financement :	Azienda Multiservizi Bellinzona
– Destination du courant produit :	injection dans le réseau
– Réalisation :	2019–2020

7.2 Procédure selon le droit communal ou le droit cantonal

Les installations PV qui n'entrent pas dans le champ de l'art. 18 LCdf sont soumises à la procédure d'autorisation de construire de la commune ou du canton d'implantation. Aux termes de l'art. 18a de la loi fédérale sur l'aménagement du territoire (LAT), les installations PV « suffisamment adaptées » ne nécessitent qu'une procédure d'annonce et non une autorisation de construire ordinaire. Cette dérogation ne concerne pas les zones protégées de même que les biens à protéger. La loi stipule par ailleurs que les intérêts liés à l'utilisation de l'énergie solaire sur des constructions existantes ou nouvelles l'emportent en principe sur les considérations esthétiques (art. 18a, al. 4, LAT). En fin de compte toutefois, la nécessité de faire une demande d'autorisation de construire relève de la marge d'interprétation de la commune. Le « Guide pratique des installations solaires selon l'art. 18a de la loi fédérale sur l'aménagement du territoire » de Swissolar donne des indications sur la mise en œuvre. [38]. Dans la plupart des communes, une annonce de construction doit être déposée au moins 30 jours avant le début des travaux.

À partir de 30 kW, une procédure d'approbation des plans (PAP) de l'Inspection fédérale des installations à courant fort ESTI (à ne pas confondre avec la PAP OFT) est aussi nécessaire [39]. La procédure d'approbation des plans de l'ESTI pour les installations PV ne remplace pas l'autorisation de construire communale ou cantonale².

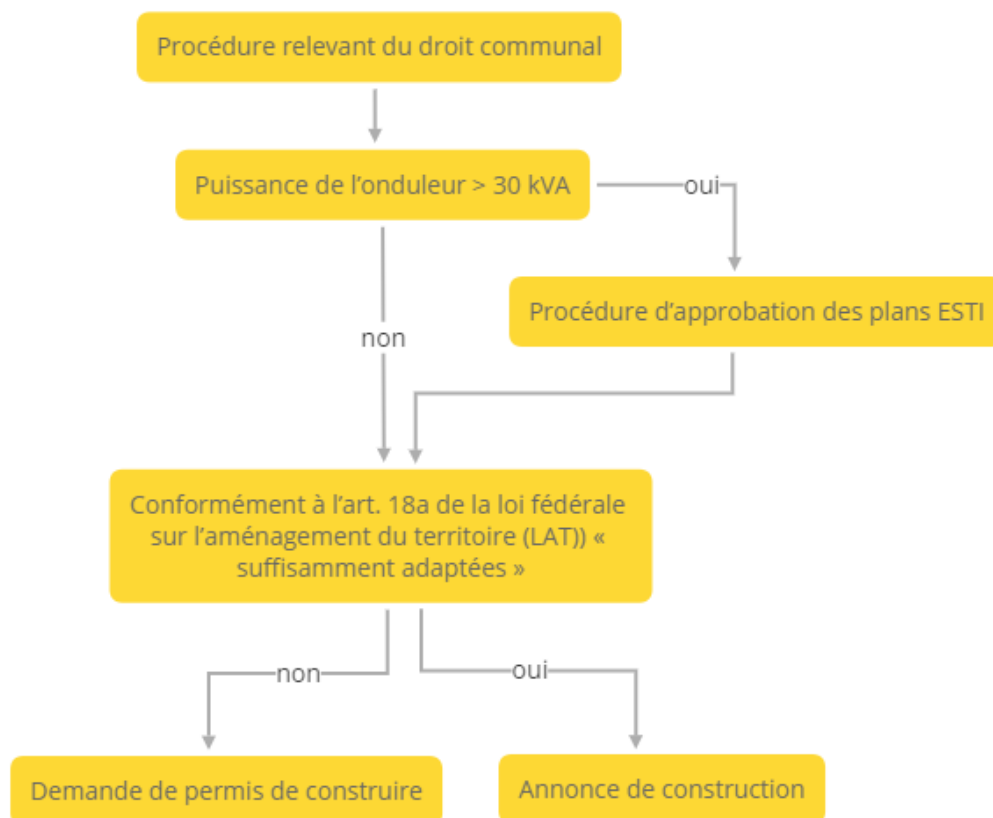


Figure 29 : déroulement de la procédure relevant du droit communal. La demande d'autorisation de construire ou l'annonce de construction peuvent aussi être déposées avant la procédure d'approbation des plans ESTI.

Concernant le raccordement au réseau électrique public, veuillez vous reporter au ch. 10.

8 Les obstacles typiques et comment les surmonter

La construction d'installations PV est rarement très complexe ou exigeante, sauf dans le cas de projets d'intégration aux bâtiments particuliers. Malgré cela, il existe quelques obstacles typiques à la réalisation d'installations PV, qui peuvent généralement être surmontés.

Des informations actuelles sur ce chapitre sont disponibles aux adresses suivantes :

- [Guide pratique des installations solaires selon l'art. 18a de la loi fédérale sur l'aménagement du territoire](#)

8.1 Protection des monuments historiques

L'art. 18a, al. 3 de la loi sur l'aménagement du territoire (LAT) stipule : « Les installations solaires sur des biens culturels ou dans des sites naturels d'importance cantonale ou nationale sont toujours soumises à une autorisation de construire. Elles ne doivent pas porter d'atteinte majeure à ces biens ou sites. » De nombreuses entreprises de transport ont une longue histoire et utilisent un nombre supérieur

² À partir du 1.7.2021, la PAP ESTI ne sera en principe plus prescrite que pour les installations raccordées au niveau de moyenne tension.

à la moyenne de bâtiments d'importance historique, raison pour laquelle ce texte de loi les concerne tout particulièrement.

La grande diversité de l'offre de modules PV permet de trouver de bonnes solutions pour répondre aussi aux exigences spécifiques en matière de protection des bâtiments et d'esthétique, voir aussi au ch. 3.1.1. L'expérience a montré qu'il était utile d'impliquer suffisamment tôt les autorités responsables de délivrer les autorisations de construction et celles chargées de la protection du patrimoine à la planification.

Le photovoltaïque n'est généralement pas la variante la plus chère lors du remplacement ou de la rénovation de l'enveloppe d'un bâtiment historique et devrait donc toujours être une solution envisagée.

Dépôt de trams de l'Elisabethenstrasse, Transports publics zurichois (VBZ)

Le dépôt de trams de l'Elisabethenstrasse, près de Kalkbreite à Zurich, est riche d'un siècle d'histoire architecturale et figure à l'inventaire communal des objets artistiques, culturels et historiques à protéger de la ville. Sa rénovation complète, qui s'est achevée en 2019, s'annonçait délicate, puisqu'il fallait tenir compte de la protection du patrimoine.

L'installation PV sur le toit du dépôt de tram produit essentiellement du courant de traction pour les transports publics zurichois (VBZ). Ces derniers prévoient, à long terme, d'équiper tous leurs dépôts de trams d'installations PV.



Figure 30 : nouvelle installation PV sur le toit du dépôt de trams de l'Elisabethenstrasse, photo : Basler & Hofmann AG, Christof Bucher

- Puissance : 470 kW
- Type d'installations PV : installation relevée sur toit végétalisé
- Coûts d'investissement : env. 2 % du budget global de la rénovation du bâtiment
- Financement : budget rénovation
- Destination du courant produit : consommation propre, traction des trams
- Réalisation : 2018-2019
- Spécificités : rénovation du dépôt des trams avec construction de l'installation PV

8.2 Durée d'utilisation attendue des bâtiments

Avec une durée de vie de 25 à 30 ans, les installations PV ont un horizon d'utilisation similaire à celui d'un toit plat. La durée de vie d'un toit en tuiles ou en tôle est plus longue. Dans l'idéal, l'installation PV est construite directement lors de la rénovation du toit.

Mais la réalité est bien souvent différente. Le destin de nombreux bâtiments est incertain : seront-ils conservés, détruits ou même agrandis ? Rien d'étonnant donc si les maîtres d'œuvre font preuve d'une certaine retenue lorsqu'il s'agit de construire des installations PV sur des bâtiments dont l'avenir n'est pas scellé.

Si des surfaces de toiture adéquates sont disponibles ailleurs en quantité suffisante, cette prudence est raisonnable. Il faut toutefois éviter qu'une stratégie de développement de la production PV ne soit pas mise en œuvre pour ces raisons. Les installations PV sont peu onéreuses, modulaires et peuvent dans la plupart des cas être démontées et remontées. Même si ce n'est pas la variante idéale, elle représente tout de même une alternative possible au renoncement.

8.3 Consommation d'électricité plus faible sur place

Les dépôts de véhicules, les halles de service ou les entrepôts, peu gourmands en électricité, ont des toitures qui se prêtent généralement très bien aux installations PV. Comme de nos jours, presque chaque plan d'affaires est axé sur la consommation propre, cet aspect mérite qu'on lui porte une attention particulière.

Les solutions suivantes peuvent être examinées :

- L'électricité solaire peut aujourd'hui être consommée aussi dans les bâtiments adjacents grâce à un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP). Pour les décomptes et les aspects financiers, les principes de base sont les mêmes que ceux qui s'appliquent à l'autoconsommation dans son propre bâtiment. La condition est que l'électricité solaire autoconsommée ne doit pas passer par le réseau de distribution du gestionnaire responsable, cf. aussi ch. 6.4.2.
- La décarbonisation va occasionner, ponctuellement, une hausse des besoins en électricité. Les pompes à chaleur et l'électromobilité vont devenir de nouveaux gros consommateurs de courant, deux aspects qui devraient aussi concerner les ET. S'agissant de la construction d'installations PV et de stations de chargement, des synergies peuvent toutefois être exploitées. Il est ainsi bien possible qu'une installation PV placée sur le toit d'un dépôt de véhicules deviennent plus intéressante si les véhicules sont équipés de motorisations électriques. Pour les trolleybus et les trams, l'utilisation de l'électricité solaire comme courant de traction a déjà été réalisée dans plusieurs projets. Diverses ET prévoient de remplacer tous leurs bus diesel par des bus électriques. Les transports publics zurichois VBZ ont par exemple planifié le remplacement de tous leurs bus diesel par des bus électriques, cf. VBZ [40].
- L'injection de l'électricité solaire dans le réseau de distribution n'est pas particulièrement intéressante, mais elle contribue à la rentabilité d'une installation PV.

8.4 Des surfaces de toiture insuffisantes ou inadaptées

Bien qu'elles soient disponibles en grand nombre en Suisse, les surfaces de toiture appropriées peuvent, dans certains cas, faire défaut.

Les raisons peuvent être une orientation inadéquate, une statique ne permettant pas une charge supplémentaire (une situation souvent rencontrée dans les entrepôts), ou l'utilisation à d'autres fins de la surface du toit (terrasse, toiture végétale, etc.).

Généralement toutefois, des solutions appropriées peuvent être trouvées :

- Un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) permet d'utiliser aussi les toitures des bâtiments voisins pour produire l'électricité nécessaire à son propre bâtiment.
- Par ailleurs, les façades deviennent de plus en plus intéressantes pour la production d'électricité solaire. De nombreux exemples existent déjà en Suisse, en partant des façades PV très élaborées au niveau architectural jusqu'aux façades peu onéreuses à base de modules standard. Il est bon de savoir que les façades PV de niveau très abouti sont souvent meilleur marché que leurs versions en pierre naturelle.
- En hiver, le rendement des façades orientées au sud est par ailleurs bien meilleur que celui des installations PV installées en toiture. Il s'agit d'une contribution supplémentaire à l'approvisionnement électrique.
- Sur le marché, on trouve aussi des solutions permettant de combiner une toiture végétale et des installations PV posées sur des supports dressés.

8.5 Rentabilité

Les installations PV sont en partie considérées comme trop peu rentables sur le plan économique ou trop chères. De nos jours, ce n'est rarement le cas. Les installations PV ne doivent plus être perçues comme un facteur de coûts, mais comme un investissement permettant le remboursement du capital investi. Si l'investissement est un obstacle, il existe de nombreux prestataires qui investissent dans des installations PV et vendent l'électricité aux propriétaires fonciers moins cher que celle du réseau (par ex. contracting, cf. ch.6.4.6).

8.6 Cadre réglementaire

En Suisse, les conditions générales pour le développement des énergies renouvelables ont fréquemment changé ces dernières années. Cette situation peut rebuter certains investisseurs. L'adoption de la Stratégie énergétique 2050 en votation populaire en mai 2017 a toutefois permis de poser des jalons clairs vers le développement du photovoltaïque. Avec la modification de la loi sur l'énergie (LEne) proposée par le Conseil fédéral, l'encouragement des grandes installations PV sans consommation propre doit par ailleurs être améliorée. Mais le développement des installations PV modifie aussi les exigences envers le réseau d'électricité public. Il en résulte des incertitudes en matière de régulation liée aux exigences des gestionnaires de réseau pour les installations PV. Cet aspect plaide aussi pour une consommation propre plus importante.

9 Motivation et incitations à construire des installations PV

Outre les obstacles, il existe aussi de nombreuses incitations et motivations à construire des installations PV.

- **Rentabilité** : les installations PV avec une part adéquate de consommation propre sont un investissement rentable et sûr. Elles permettent aussi de se prémunir à long terme de l'augmentation des prix de l'électricité.
- **Lois cantonales sur l'énergie** : il existe déjà, dans de nombreux cantons, une obligation de produire sa propre électricité pour les nouveaux bâtiments, et d'autres introduiront prochainement de telles lois. Cette obligation peut être réalisée simplement avec une installation PV.
- **Grands consommateurs** : les entreprises qui doivent réaliser des objectifs énergétiques alors qu'elles sont de grandes consommatrices peuvent y parvenir en partie grâce à des installations PV.
- **Objectifs environnementaux** : de nombreuses ET ont des objectifs environnementaux ou même leur propre stratégie énergétique et environnementale, qu'elles ont choisi de suivre. La construction d'installations PV est une mesure simple pour réaliser ces objectifs, car elle est en outre souvent intéressante sur le plan économique.
- **Label des bâtiments** : certains labels des bâtiments (par ex. Minergie) exigent une production d'électricité propre. Si un tel label est visé, une installation PV est incontournable.
- **Effet publicitaire** : les installations PV, surtout quand elles sont réalisées avec soin, ont souvent une excellente réputation au sein de la population. Si une ET veut apparaître soucieuse de l'environnement face à sa clientèle, une production propre d'électricité est un must.

Des informations actuelles sur ce chapitre sont disponibles aux adresses suivantes :

- [Modèle de prescriptions énergétiques des cantons](#) (MoPEC)
- [Mise en œuvre des MoPEC dans les cantons](#)
- [Label de construction Minergie](#)

10 Pas à pas vers une installation PV privée

Le premier pas vers sa propre installation PV est une analyse de potentiel de son propre portefeuille immobilier. Suivant la situation, des bâtiments et surfaces supplémentaires peuvent être pris en compte, par ex. en vue de la constitution d'un RCP avec des bâtiments voisins. Une première estimation sommaire peut par exemple être réalisée avec l'aide des sites Internet toitsolaire.ch ou facade-au-soleil.ch.

Une analyse SWOT peut quant à elle constituer une bonne base décisionnelle. Une approche possible est présentée dans la Figure 31.



Figure 31 : analyse SWOT d'une installation PV

L'étape suivante consiste à examiner quels bâtiments doivent être rénovés et où sont prévus de nouveaux édifices. En effet, la construction d'une installation PV se marie à merveille à d'autres travaux de construction prévus, comme la rénovation énergétique d'un toit ou d'une façade. Dans le cas de nouvelles constructions, il est recommandé d'intégrer l'installation PV au projet dès le départ. Dans l'idéal, la production d'électricité solaire fait partie de la planification à long terme du portefeuille.

Les installations PV peuvent toutefois aussi parfaitement être réalisées indépendamment d'autres travaux de construction.

Il convient ensuite de procéder à une première estimation de la rentabilité (évaluation de la part de consommation propre, du potentiel, de la taille de l'installation, etc.). L'installation est généralement la plus simple et la plus rentable sur de grandes surfaces de toiture, où l'ombre est rare, et sur des bâtiments où la consommation propre est importante.

Si les conditions cadre sont plus exigeantes (protection du patrimoine, utilisation du bâtiment mal définie, prochaine rénovation nécessaire du toit, etc.), il peut être utile de réaliser une analyse approfondie à l'aide d'un bureau de planification spécialisé.

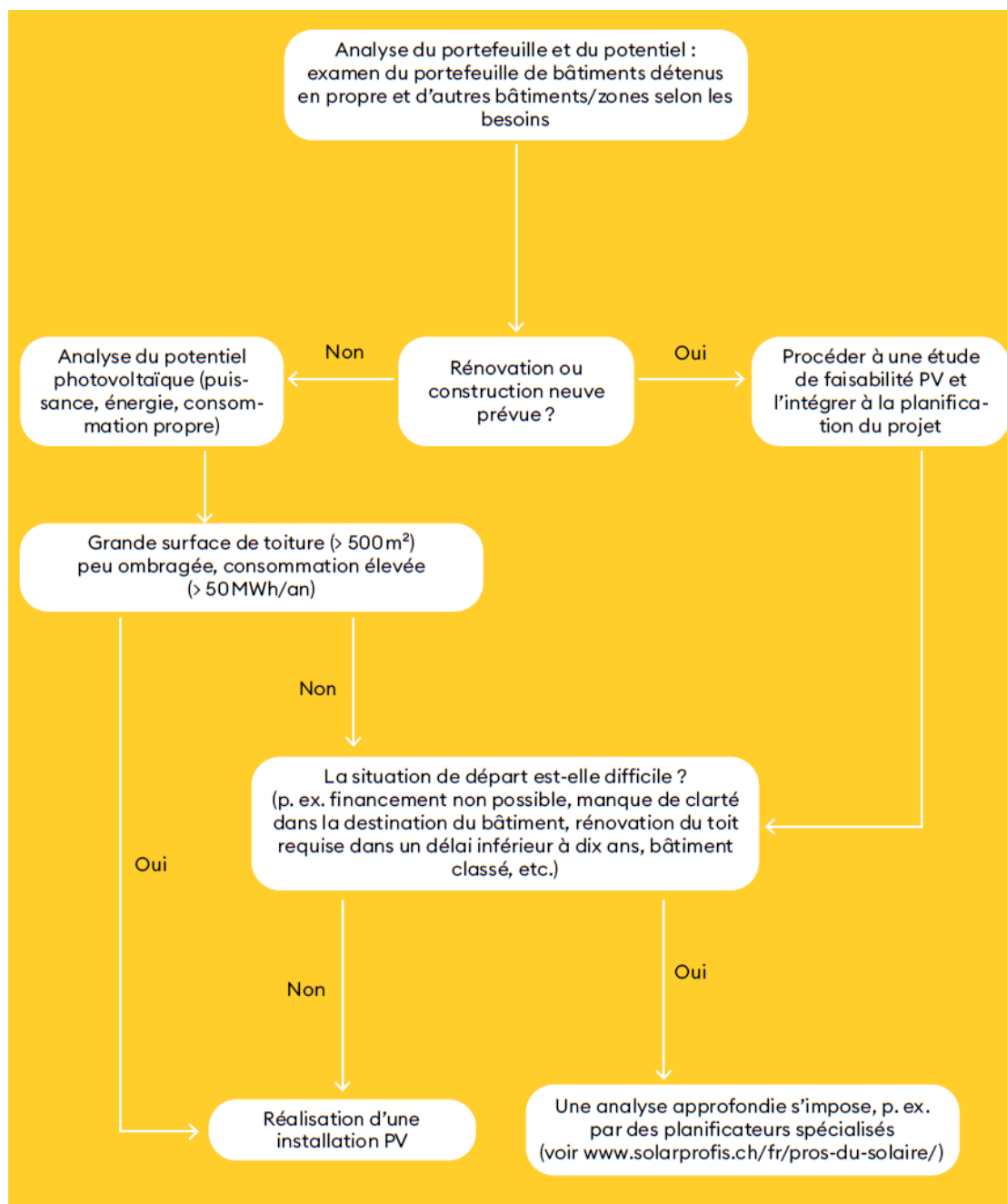


Figure 32 : arbre décisionnel : la voie vers sa propre installation solaire

Une fois la décision prise de construire une installation solaire, une étude de faisabilité (interne ou externe) doit être réalisée dans l'idéal. Lors de projets complexes, une étude préliminaire conformément aux phases de projet SIA est également indiquée.

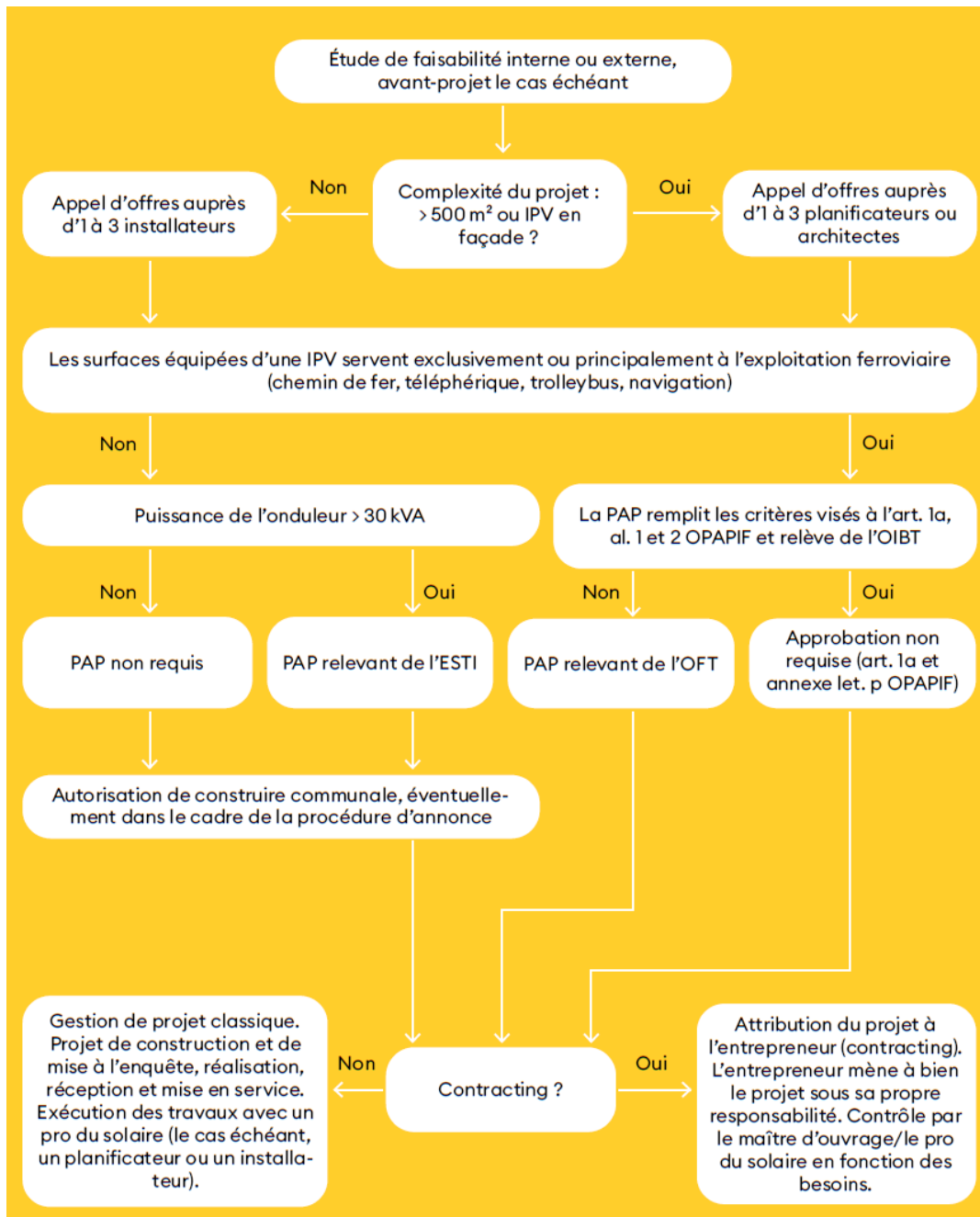


Figure 33 : déroulement de la réalisation d'un projet PV

EnergieSuisse identifie sept étapes dans la construction d'une installation PV :

1. Détermination du potentiel solaire sur les toits et les façades, cf. ch. 4
2. Évaluation de la part de la consommation propre, cf. ch. 4.3
3. Appel d'offres, analyse de la rentabilité, cf. ch. 6.3
4. Définition du projet, attribution des mandats, par ex. ch.5
5. Obtention des autorisations nécessaires, cf. ch. 7
6. Demande de subventions, cf. aussi ch. 6.2
7. Construction et mise en service

Des informations actuelles sur ce chapitre sont disponibles aux adresses suivantes :

- [Informations sur la procédure et informations générales sur le PV dans les TP](#)
- [Office fédéral de l'énergie : informations sur l'architecture solaire](#)
- [Exemples d'architecture solaire](#)
- [Registre de planificateurs et d'entreprises d'installation : les pros du solaire](#)
- [Calculateur solaire de SuisseEnergie](#)

11 Exploitation d'une installation PV

Pendant la durée d'exploitation d'une installation PV, il n'y a en règle générale pas de travaux de maintenance à effectuer, la surveillance automatique des onduleurs et du rendement étant généralement suffisante. Dans certains cas, il peut s'avérer judicieux de nettoyer régulièrement les modules PV (par ex. tous les cinq ans), par ex. lorsqu'ils sont installés à proximité d'émissions de suie, d'une voie ferrée (rouille) ou s'ils sont posés très à plat. Dans la plupart des cas, la pluie suffit à éliminer la saleté susceptible de diminuer la puissance de l'installation PV.

Sur certains toits, la végétation est combinée à des installations PV posées sur des supports dressés. Dans de tels cas, un entretien régulier est nécessaire pour éviter que la production d'électricité soit diminuée par l'ombre produite par les plantes.



Figure 34 : toiture végétalisée combinée avec une installation PV, photo : Contec

Les composants électroniques de puissance ont une durée de vie moindre que les modules PV et doivent souvent être remplacés après 10 ou 15 ans. Le remplacement de l'onduleur après environ la moitié de la durée de vie de l'installation devrait donc être pris en compte dans le calcul de rentabilité.

L'exploitation d'une installation PV n'a généralement aucun impact négatif sur l'environnement et les activités de l'entreprise. Dans de rares cas, des reflets gênants peuvent se produire. C'est souvent le cas quand l'installation est orientée vers le nord. Dans de rares cas, les installations orientées est-ouest peuvent aussi être source d'éblouissement, mais généralement pendant un court laps de temps seulement.

L'Office fédéral de l'énergie a fait étudier les coûts d'entretien des installations PV. Les résultats sont publiés dans la brochure « Coûts d'exploitation des installations photovoltaïques » [41].

Des informations actuelles sur l'exploitation des installations PV se trouvent sous les liens suivants :

- [Brochure d'ÉnergieSuisse « Coûts d'exploitation des installations photovoltaïques »](#)
- [Informations relatives à la protection contre les chutes de la SUVA « Énergie solaire : intervenir en toute sécurité sur les toits »](#)

12 Développement durable

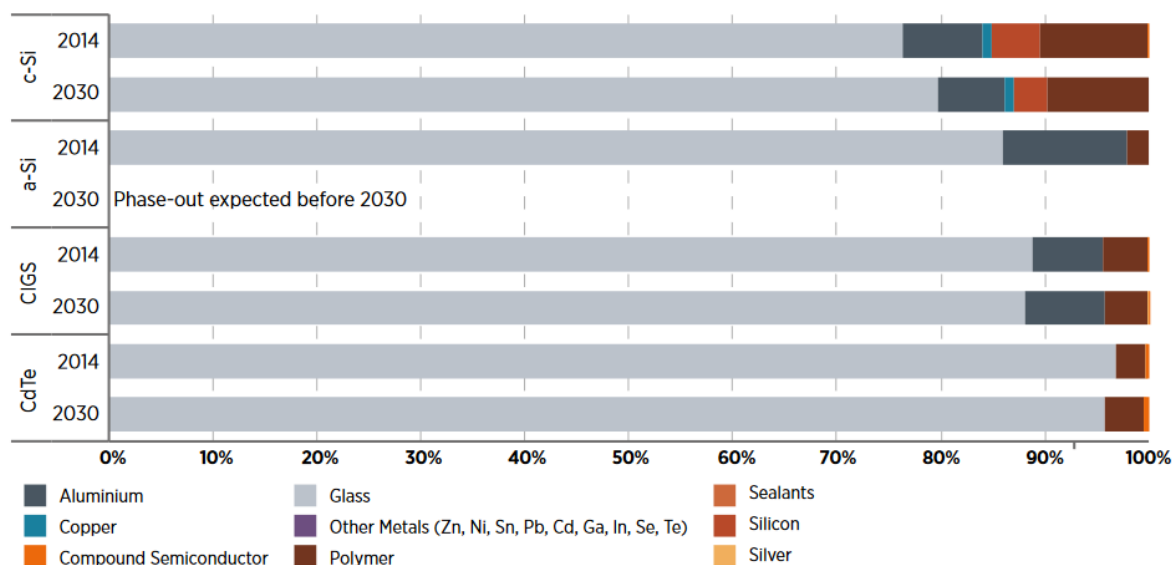
L'aspect durable d'une installation PV est fonction des matières premières utilisées, de la fabrication, du transport et de l'élimination ou du recyclage. Pour évaluer l'impact sur l'environnement et pouvoir le comparer, des bilans énergétiques et climatiques sont établis.

Des informations actuelles sur l'aspect durable et le recyclage sont disponibles aux adresses suivantes :

- [Recyclage des modules PV : Fondation Sens eRecycling](#)
- [Écobilan du mix d'électricité en Suisse 2014 \(en allemand\)](#)

12.1 Matières premières, production et transport

L'aspect durable de l'extraction et du traitement des matières premières dans toute la chaîne de création de valeur peut avoir une grande influence sur celui des modules PV. La plupart des modules PV installés en Suisse sont à base de cellules de silicium cristallin. La Figure 35 présente la part en pour cent des matières premières de divers modules PV ainsi que l'estimation de l'IEA sur l'évolution de leur composition d'ici 2030.



Based on Marini et al., (2014); Pearce (2014); Raithel (2014); Bekkelund (2013); NREL (2011) and Sander et al., (2007)

Figure 35 : composition en pour cent des modules PV en 2014 et estimation à l'horizon 2030, source : Irena, IEA PVPS Weckend et al. 2013 [42]

La part essentielle, mesurée en masse, des modules PV est le verre. Cette matière est généralement fabriquée avec du verre de quartz (SiO_2), oxyde de sodium (Na_2O) et oxyde de calcium (CaO), [43]. L'extraction de ces matières premières est pour l'essentiel non problématique. Les réserves de sable de quartz sont en particulier considérées comme abondantes [44]. Le processus de fusion nécessaire à la production du verre est très énergivore (chaleur).

Outre le verre, de l'aluminium (cadre), du cuivre (câbles), du silicium extrêmement pur (cellules solaires), divers plastiques (feuille arrière, boîtier de raccordement, isolation des câbles, encapsulage, etc.) et, en très faibles quantités, de l'argent et d'autres métaux sont aussi utilisés. L'extraction et la transformation de ces matières premières est largement standardisée.

L'aspect durable de la fabrication de cellules et de modules solaires dépend fortement de la provenance du mix d'électricité utilisé au cours du processus. Une majeure partie des modules disponibles actuellement sur le marché sont produits en Chine. Une part importante d'électricité provenant de centrales à charbon est donc utilisée pour les fabriquer.

Comparé à la fabrication, le transport des modules a peu d'effet sur l'aspect durable des modules solaires.

12.2 Élimination et recyclage

L'IEA compte que d'ici 2050, entre 60 et 80 millions de tonnes de modules PV seront éliminées et recyclées chaque année [45]. Vu ces quantités, les chercheurs du monde entier planchent activement sur le recyclage des modules PV.

Lors du recyclage de modules PV en silicium cristallin, qui représentent environ 90 % de tous les modules, la grande difficulté est de séparer le matériel d'encapsulage (généralement de l'éthylène-acétate de vinyle EVA) des cellules solaires. De nos jours, les cadres en aluminium et le revêtement en verre peuvent sans problème être retirés pour être valorisés. Une grande partie des métaux qui se trouvent dans les cellules et les câbles peuvent être recyclés, voir par ex. à ce sujet l'étude du Joint Research Center de la Commission de l'UE, [46].

Des méthodes purement mécaniques permettent, de nos jours, de recycler environ 85 % (au poids) des modules PV (avant tout le verre, le cuivre et l'aluminium). Différentes méthodes supplémentaires (chimiques, thermiques, etc.) permettent de récupérer encore d'autres matières premières, dont elles influencent la qualité.

En Suisse, la plupart des fabricants et importateurs prélèvent, à titre volontaire, une taxe anticipée de recyclage pour les modules PV. Elles sont administrées par la fondation SENS eRecycling et mises à disposition lorsque les modules doivent être recyclés en bonne et due forme au terme de leur cycle de vie. L'introduction d'une obligation légale de reprise des modules PV, comme c'est déjà le cas dans l'UE, est prévue en Suisse.

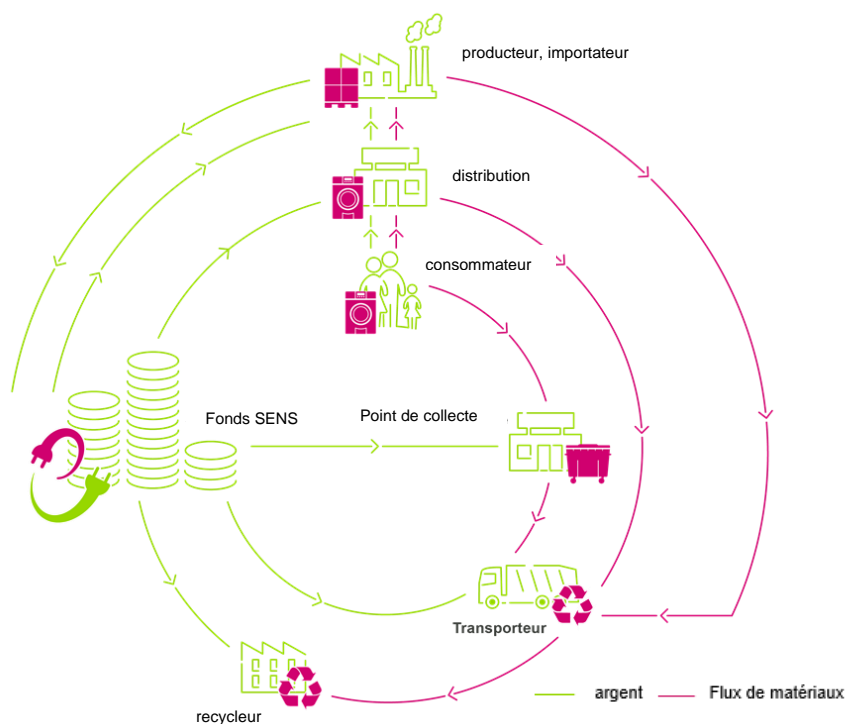


Figure 36 : flux monétaires et de matériaux du processus de recyclage, photo : Fondation SENS eRecycling

12.3 Bilan environnemental

Dans le cadre d'écobilans (analyse du cycle de vie) d'installations PV, trois indicateurs sont essentiellement utilisés : la durée en années nécessaire jusqu'à ce qu'une installation ait remplacé l'énergie primaire utilisée pour la production (Energy Payback Time EPBT), les émissions de gaz à effet de serre par unité d'énergie produite en grammes d'équivalents CO₂ par kilowattheure (g CO₂-eq/kWh) et la charge environnementale totale, souvent exprimée en « unités de charge écologique » (UCE) en Suisse. Pour les installations solaires montées sur un toit, l'EPBT est généralement bien inférieur à 3 ans, voir par ex. l'étude de S. Gerbinet et al. 2014 [47].

Le bilan climatique (équivalent CO₂ par kilowattheure) dépend fortement du mix d'électricité dans le pays de production. L'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change de l'ONU) l'évalue à 41 g CO₂-eq/kWh pour les installations de toiture, [48]. Des valeurs actualisées pour la Suisse seront publiées au début 2021.

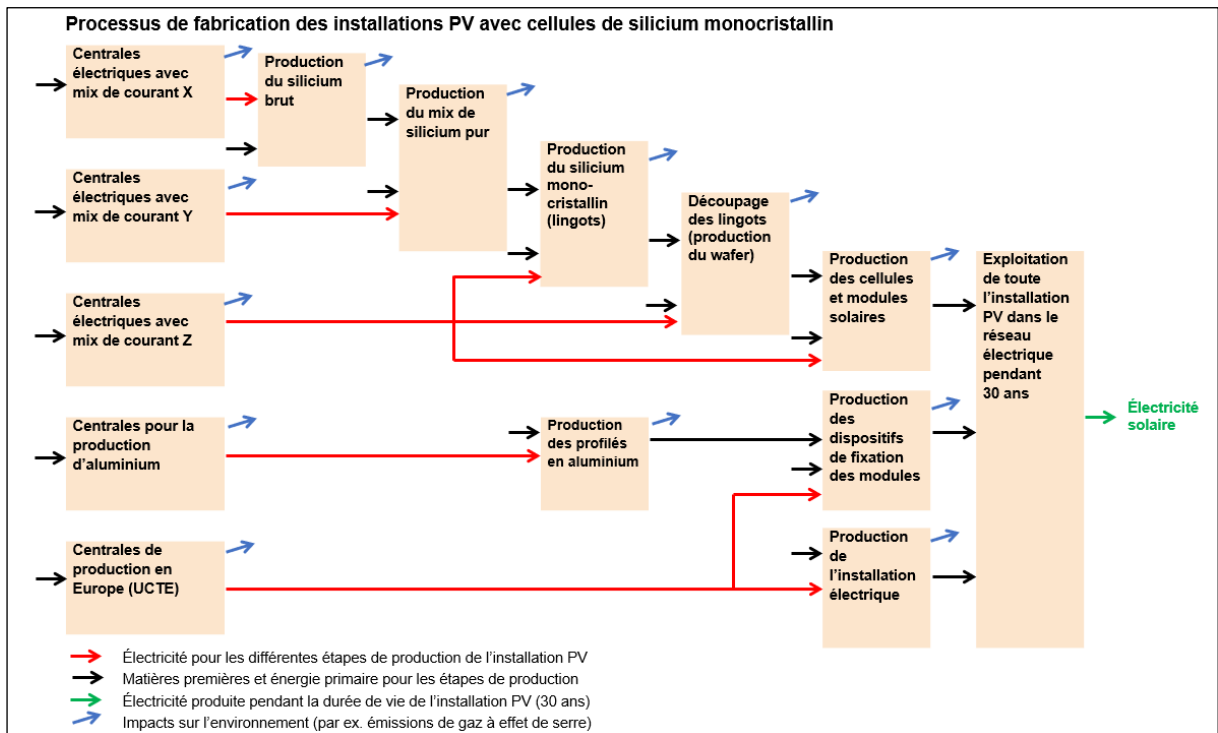


Figure 37 : processus de fabrication et impact environnemental des modules PV avec cellules en silicium, source : Rufer Braunschweig 2013, [49]

La Figure 37 donne un aperçu des flux énergétiques et de l'impact sur l'environnement dans le cadre du processus de fabrication.

Le mix de production d'électricité en Suisse compte une part élevée de force hydraulique renouvelable et présente donc un bon bilan CO₂ (29,8 g CO₂-eq/kWh). Le mix de la consommation, qui tient compte des importations, est plus pertinent. Son bilan CO₂ peut atteindre 181,5 g CO₂-eq/kWh (cf. Messmer, Frischknecht 2016 [50]). Eu égard à la hausse des besoins en électricité, le bilan du mix d'électricité européen (mix ENTSO-E) avec près de 524 g CO₂-eq/kWh doit aussi être pris en compte, cf. Eggimann et al. 2016 [51].

13 Autres exemples de projets

D'autres exemples de projets notables sont présentés ci-après.

Installation en surface libre sur le glacier du Pitztal

Cette installation située à près de 3000 m d'altitude permet de couvrir un tiers de l'électricité nécessaire à l'exploitation du domaine skiable de Pitztal.



Figure 38 : installation en surface libre sur le glacier du Pitztal, source : www.pitztal.com

- Puissance : 1000 kW
- Production énergétique : 1450 MWh/a
- Type d'installation PV : installation en surface libre, renforcée (vents forts, quantités de neige importantes)
- Destination du courant produit : consommation propre du domaine skiable et injection au réseau
- Réalisation : 2015
- Spécificités : conditions météorologiques extrêmes à 3000 m d'altitude

Rénovation du funiculaire de Bienne-Macolin, transports publics biennois (VB-TPB)

Sous la conduite de la haute école de Lucerne, un concept a été développé pour le funiculaire, afin de stocker jusqu'à 80 % de l'énergie de freinage et de pouvoir la mettre ensuite à disposition pour le trajet suivant. L'énergie est stockée temporairement dans une batterie d'une capacité de 67 kWh. Sur le toit de la station supérieure du funiculaire, une installation photovoltaïque produit chaque année 43 000 kWh d'électricité. Son énergie peut aussi être stockée dans la batterie pour faire circuler le funiculaire.



Figure 399 : station supérieure du funiculaire de Bienne-Macolin Source : VB-TPB

- Puissance : 44 kW
- Production énergétique : 43 MWh/a
- Type d'installation PV : installation sur toit
- Financement : dans le cadre de la rénovation complète du funiculaire, pour moitié par l'OFT et le canton
- Destination du courant produit : consommation propre, excédents stockés dans une batterie
- Réalisation : 2020
- Spécificités : combinaison de récupération de l'énergie de freinage (67 kWh) et d'installation photovoltaïque

Électricité pour les voitures électriques utilisées lors des changements de chauffeurs de bus des ET Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG (VZO)

Les VZO produisent de l'électricité solaire sur le toit de leur siège principal de Grüningen, qu'ils approvisionnent ainsi. Deux tiers servent à l'atelier, aux bureaux et à la technique du bâtiment, un tiers à alimenter les voitures électriques : celles-ci sont à disposition, depuis 2013 déjà, pour le changement d'équipe des chauffeurs de la flotte de bus des VZO. Depuis 2016, ces petites voitures sont alimentées par l'électricité solaire produite sur le toit du garage des bus de Grüningen. Et depuis 2018, toutes les voitures de service sont électriques.



Figure 40 : toit du garage de bus de Grüningen, photo : VZO, Christian Merz Fotografie

- Puissance : env. 135 kW
- Production énergétique : 130 MWh/a
- Type d'installation PV : toit plat, 450 modules
- Destination du courant produit : consommation propre des ateliers, bureaux, magasins, voitures électriques
- Réalisation : 2016
- Spécificités : exploitation de 19 voitures électriques, 384 000 km/a

Dépôt de bus Telli, entreprise de transport d'Aarau



Figure 41 : dépôt des bus de l'entreprise Busbetriebe Aarau, photo : Peter Baertschiger, Busbetriebe Aarau AG

- Puissance : 115 kW
- Production énergétique : 100 MWh/a
- Type d'installation PV : toit plat
- Destination du courant produit : injection au réseau électrique Eniwa
- Réalisation : 2013
- Spécificités : le propriétaire est Eniwa AG

Bateau solaire « MobiCat » de la société de Navigation Lac de Bienne

Le bateau solaire MobiCat a été construit pour l'Expo 02. En 2017, il a été équipé d'une plus grande batterie et circule depuis sur le lac de Bienne. Grâce aux cellules solaires, il produit le courant nécessaire à sa propulsion. Lorsque le bateau est à l'ancre, le courant qu'il n'utilise pas est injecté dans le réseau électrique d'Énergie Service Bienne.



Figure 42 : bateau solaire de la Société de Navigation Lac de Bienne, photo : ©Prix solaire 2019

- Puissance : env. 30 kW
- Production énergétique : 30 MWh/a
- Type d'installation PV : toit de bateau
- Destination du courant produit : propulsion du bateau et injection de l'excédent dans le réseau électrique public
- Réalisation : 2001 (rééquipement des batteries en 2017)
- Spécificités : le bateau produit l'électricité dont il a besoin pour avancer, Prix solaire 2019

Dépôt West Gamsen Matterhorn Gotthard Bahn (MGB)

L'entreprise Matterhorn Gotthard Verkehrs AG (MGV) loue les toitures de son dépôt et de ses ateliers « D+W Glisergrund » à EnAlpin AG, à Viège, dans le cadre d'un contracting PV. En sa qualité de contracteur, EnAlpin a construit l'installation et l'exploite depuis sa mise en service en 2014. L'électricité produite est injectée dans le réseau public et les garanties d'origine commercialisées sous forme de produit d'électricité écologique « NaturEnergie » d'EnAlpin.



Figure 43 : toit du dépôt MGB de Gamsen (est), avec installation PV, photo : EnAlpin

- Puissance : 143 kW
- Production énergétique : 155 MWh/a
- Type d'installations PV : toit plat, relevé, 20° au sud
- Destination du courant produit : injection dans le réseau d'électricité, consommation propre en préparation
- Réalisation : 2014
- Spécificités : location de toiture à EnAlpin pour la construction et l'exploitation de l'installation PV

Bâtiment de technique ferroviaire (BTF) des CFF à Immensee

Dans le cadre d'un projet pilote, un bâtiment de technique ferroviaire (BTF) de la commune d'Immensee a été équipé d'une installation PV. Les CFF étudient la possibilité d'équiper à l'avenir les BTF d'une installation PV de série.



Figure 44 : bâtiment de technique ferroviaire à Immensee, photo : Christof Bucher, Basler & Hofmann

- Puissance : 19,8 kW
- Production énergétique : 17 MWh/a
- Type d'installation PV : toit plat
- Destination du courant produit : consommation propre à 80 % pour la technique ferroviaire et CVC dans le BTF
- Réalisation : 2017
- Spécificités : projet pilote, pour équiper tous les BTF des CFF d'installations PV (si le projet est un succès)

Byron Bay Railroad Australie

Le train touristique de Byron Bay, en Australie, est alimenté par de l'électricité solaire et des batteries au lithium-ions. Le train diesel historique des années 1950 a été transformé et circule depuis grâce à l'électricité. L'un des deux moteurs diesel a été laissé dans le train, pour parer aux pannes, mais n'a que très rarement été utilisé au cours des trois années d'exploitation. Le chargement des batteries s'effectue avec de l'électricité solaire. Outre le bâtiment de la gare, le train est également équipé de cellules solaires. L'électricité excédentaire est injectée au réseau public. L'exploitation solaire est rendue possible par le trajet court et plat (3,5 km), parcouru 14 à 18 fois chaque jour, cf. aussi Fully Charged Show 2019 [52].



Figure 45 : train de Byron Bay arrêté en gare, photo : Byron Bay Railroad

- Puissance : 6,5 kW (toit du train) + 30 kW toit du quai
- Type d'installation PV : toit plat, sur une composition de train
- Destination du courant produit : consommation propre de courant de traction et injection dans le réseau public
- Réalisation : 2018
- Spécificités : cellules solaires sur le toit du train, exploitation avec de l'électricité solaire

Mur antibruit à Münsingen

L'installation photovoltaïque biface posée sur le mur antibruit à la gare de Münsingen produit de l'électricité depuis décembre 2008. La production d'électricité solaire a lieu sans utilisation supplémentaire de terrain, l'installation solaire étant intégrée au mur antibruit. Les modules biface peuvent produire de l'électricité des deux côtés.



Figure 46 : mur antibruit avec modules solaires biface à Münsingen, photo : TNC Consulting AG

- Puissance : env. 12,8 kW
- Production énergétique : 6.75 MWh/a
- Type d'installation PV : mur antibruit, pose verticale, orientation nord-sud
- Destination du courant produit : injection au réseau électrique public
- Réalisation : 2008
- Spécificités : modules biface

Projet pilote avec panneaux solaires sur les bus longue distance Flixbus

Début 2020, Flixbus a lancé un projet pilote sur le trajet Dortmund-Londres. Le bus a été équipé de modules solaires. L'électricité est utilisée directement à bord. D'après Flixbus, l'économie de carburant est de 7 %.



Figure 47 : Flixbus avec modules solaires sur le toit, photo : Flixbus

- Type d'installation PV : toit de bus
- Destination du courant produit : alimentation en électricité dans le véhicule (par ex. recharge des téléphones portables, éclairage)
- Réalisation : 2020
- Spécificités : modules flexibles sur toit de bus

Bibliographie

- [1] S. Brändle, N. Benker et N. Herbst, «Potenziale zur Produktion erneuerbarer Energien bei Transportunternehmen,» Amstein+Walthert sur mandat OFT, Berne, 2017.
- [2] Richard Zuber Chemin de fer du Jura, «Centrale photovoltaïque en autoconsommation sur la ligne de contact,» SETP P-090, 2019.
- [3] Julius Bosch, SBB Energie, «Innovative Direkteinspeisung von Photovoltaikstrom in das Bahnstromnetz,» SETP P-127, 2018.
- [4] H. Eicher, R. Bacher, C. Bucher, R. Burkhard, H.-H. Frei, P. Hennemann, H. Huber, M. Keller, P. Meier, R. Rigassi, M. Rommel, D. Trüssel et M. Wiget, Erneuerbare Energien, Zürich: Faktor Verlag, 2014.
- [5] Office fédéral de l'énergie, «Les toits et les façades des maisons suisses pourraient produire 67 TWh d'électricité solaire par an,» 15 avril 2019. [En ligne]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-74641.html>. [Accès le 21 juillet 2020].
- [6] M. Portmann, D. Galvagno-Erny, P. Lorenz, D. Schacher et R. Heinrich, «Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden,» Office fédéral de l'énergie, Berne, 2019.
- [7] A. Walch, R. Castello, N. Mohajeri et J.-L. Scartezzini, «Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty,» *Applied Energy*, 28 janvier 2020.
- [8] J. Remund, S. Albrecht et D. Stickelberger, «Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude,» Meteotest sur mandat Swissolar, 2019.
- [9] Office fédéral de l'énergie, «Statistique Suisse de l'Electricité 2019,» Confédération suisse, Berne, 2020.
- [10] R. Nordmann, Le plan solaire et climat, Lausanne: Favre, 2019.
- [11] J. Dr. Martin, R. Dr. Ulrich, C. Dr. Giacomo, S. Benjamin, L. Larissa, M. André, S. Dr. Sarina, H. Dr. Andrea et N. Dr. Claudio, «Approvisionnement en chaleur renouvelable et sans CO2 Suisse,» TEP sur mandat initiative chaleur suisse, https://waermeinitiative.ch/download/251/p1102_DekarbonisierungWarmesektorSchlussbericht_AEE_WIS_Ecoplan_TEP_200606_sent.pdf, 2020.
- [12] M. Rüdüsüli, S. L. Teske et U. Elber, «Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System,» *Energies*, 21 Juni 2019.
- [13] A. Gunzinger, Kraftwerk Schweiz. Plädoyer für eine Energiewende mit Zukunft, Zürich: Zytglogge, 2015.
- [14] D. C. Bucher et R. Schwarz, «Studie Winterstrom Schweiz. Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?,» SuisseEnergie, Zurich, 2019.
- [15] T. Staffelbach, «Bahnstromversorgung: Herausforderung der langfristigen Investitionen in Zeiten der Unsicherheit und des Umbruchs,» CFF, Zurich-Oerlikon, 2017.
- [16] C. Bucher et S. Gisler, «Potentiale Photovoltaik SBB,» Basler & Hofmann, Zollikofen, 2017.
- [17] CarPostal, «Faits et chiffres sur CarPostal,» 2019. [En ligne]. Available: <https://www.postauto.ch/fr/faits-et-chiffres>. [Accès le 10 09 2020].
- [18] CFF, «Durabilité,» CFF, [En ligne]. Available: <https://reporting.sbb.ch/fr/durabilite>. [Accès le 29 Septembre 2020].
- [19] CFF, «Consommation,» CFF, [En ligne]. Available: <https://company.sbb.ch/fr/les-cff-comme-partenaire-commercial/prestations-ef/energie/consommation.html>. [Accès le 29 Septembre 2020].
- [20] ÖBB, «Aus Sonnenkraft wird Zugkraft,» Österreichische Bundesbahnen, [En ligne]. Available: <https://konzern.oebb.at/de/nachhaltigkeit/epcon-award-2015-photovoltaikanlage-wilfleinsdorf>. [Accès le 24 07 2020].
- [21] S. Enkhardt, «PV Magazine: Enerparc baut Solarpark für Deutsche Bahn – Direkteinspeisung ins Bahnstromnetz,» 20 01 2020. [En ligne]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2020/01/20/enerparc-baut-solarpark-fuer-deutsche-bahn-direkteinspeisung-ins-bahnstromnetz/>. [Accès le 18 08 2020].
- [22] Pronovo, «Tarificateur,» 2020. [En ligne]. Available: <https://pronovo.ch/fr/services/tarificateur/>. [Accès le 10 09 2020].
- [23] Confédération Suisse, «Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER),» Berne, 2017 (Etat 2020).
- [24] Pronovo AG, «Pronovo,» [En ligne]. Available: <https://pronovo.ch/fr/>. [Accès le 23 Juli 2020].

- [25] myclimate, «Programme d'encouragement pour les bus électriques et hybrides,» myclimate, [En ligne]. Available: <https://www.myclimate.org/fr/sinformer/projets-de-protection-climatique/detail-des-projets-de-protection-du-climat/suisse-efficience-energetique-7813-1/>. [Accès le 24 09 2020].
- [26] Bundesamt für Verkehr, «Stratégie énergétique 2050 des transports publics – SETP 2050,» [En ligne]. Available: <https://www.bav.admin.ch/bav/fr/home/themes-a-z/environnement/setp2050.html>. [Accès le 14 07 2020].
- [27] Office fédéral des transports, «Résultats de projets,» [En ligne]. Available: <https://www.bav.admin.ch/bav/fr/home/themes-a-z/environnement/setp2050/resultats-de-projets.html>. [Accès le 18 09 2020].
- [28] Y. Sauter et F. Jacqmin, «Observation du marché photovoltaïque 2019,» SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie, Ittigen, 2020.
- [29] Commission de l'Union Européenne, «Energy prices and costs in Europe,» Union Européenne, Bruxelles, 2019.
- [30] Basler & Hofmann AG, «Coûts d'exploitation des installations photovoltaïques. Gérer efficacement des installations photovoltaïques,» SuisseÉnergie, Berne, 2017.
- [31] Office fédéral du logement, «Evolution du taux de référence et du taux d'intérêt moyen,» [En ligne]. Available: <https://www.bwo.admin.ch/bwo/fr/home/mietrecht/referenzzinssatz/entwicklung-referenzzinssatz-und-durchschnittsinssatz.html>. [Accès le 10 07 2020].
- [32] Confédération suisse, «Ordonnance sur l'énergie (OEne),» Berne (État 2021), 2017.
- [33] P. Toggeweiler, D. Stickelberger, A. Krebs, T. Ammann, I. Spirig, M. Töngi, M. Galus et W. Hintz, «Guide pratique de la consommation propre,» Suisseénergie, Berne, 2019.
- [34] Confédération suisse, «Loi sur l'énergie (LEne),» Berne (Etat 2021), 2016.
- [35] Confédération suisse, «Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité,» Berne (Etat 2021), 2008.
- [36] Pronovo, «Commercialisation d'électricité avec les GO,» [En ligne]. Available: <https://pronovo.ch/fr/garanties-dorigine/information/commercialisation-deelectricite/>. [Accès le 13 01 2021].
- [37] Office fédéral des transports, «Procédure d'approbation des plans,» [En ligne]. Available: <https://www.bav.admin.ch/bav/fr/home/themes-a-z/procedure-dapprobation-des-plans.html>. [Accès le 13 08 2020].
- [38] D. Stickelberger et C. Moll, «Guide explicatif pour les installations solaires selon l'art. 18a LAT,» Swissola, Zurich, 2020.
- [39] Inspection fédérale des installations à courant fort ESTI, «Construction d'installations photovoltaïques,» Confédération Suisse, [En ligne]. Available: <https://www.esti.admin.ch/fr/themes/approbation-pour-les-installations-electriques/construction-dinstallations-photovoltaiques/>. [Accès le 14 07 2020].
- [40] Verkehrsbetriebe Zürich VBZ, «Elektromobilität,» Stadt Zürich, 2020. [En ligne]. Available: <https://www.stadt-zuerich.ch/vbz/de/index/mobilitaet-der-zukunft/elektromobilitaet.html#>. [Accès le 19 08 2020].
- [41] SuisseEnergie, «Coûts d'exploitation des installations photovoltaïques. Gérer efficacement des installations photovoltaïques,» Office fédéral de l'énergie OFEN, <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/8665>, 2017.
- [42] S. Weckend, A. Wad et G. Heat, «End-of-Life Management Solar Photovoltaic Panels,» IRENA, IEA PVPS, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf, 2013.
- [43] J. P. Mercier, G. Zambelli et W. Kurz, Introduction à la Science des Matériaux, Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 2002.
- [44] T. P. Dolley, «SAND AND GRAVEL (INDUSTRIAL),» U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries., <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020-sand-gravel-industrial.pdf>, 2020.
- [45] K. Komoto et J.-S. Lee, «End-of-Life Management of Photovoltaic Panels: Trends in PV Module Recycling Technologies,» IEA PVPS Task12, Subtask 1, Recycling, 2018.
- [46] C. E. Latunussa, L. Mancini, G. A. Blengini, F. Ardente et D. Pennington, «Analysis of Material Recovery from Silicon Photovoltaic Panels. EUR 27797.,» Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2016.
- [47] S. Gerbinet, S. Belboom et A. Léonard, «Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, p. 747–753, 2014.
- [48] T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczy, J. Roy, R. Schaeffer, S. Schlömer, R. Sims, P. Smith et R. Wiser, «Annex III: Technology-specific Cost and Performance Parameters : Climate Change

2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,» Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.

- [49] D. Rufer et A. Braunschweig, «Stromerzeugung in der Schweiz. Die bessere Ökobilanz von Solarstrom.,» *Umweltperspektive*, vol. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Shop/Umwelt_Perspektiven_4_2013_Seite_9.pdf, n° 14/13, pp. 9-13, 2013.
- [50] A. Messmer et R. Frischknecht, *Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014*, Uster: Treeze im Auftrag Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2016.
- [51] P. Eggimann, S. Citherlet, N. Egli, K. Frei, R. Frischknecht, S. Hellweg, O. Meile, M. Pöll, H. Schmid, A. Steiger, G. Wernet et H. Widmer, «Données des écobilans dans la construction,» Conférence de coordination des services de la construction et des immeubles des maîtres d'ouvrage publics KBOB, https://www.kbob.admin.ch/kbob/fr/home/themen-leistungen/nachhaltiges-bauen/oekobilanzdaten_baubereich.html, 2016.
- [52] R. Llewellyn, Réalisateur, *World's First Solar Train - Byron Bay Railroad Company | Fully Charged*. [Film]. Grossbritannien: Fully Charged Show, 2019.

Répertoire des symboles et des abréviations

AC Alternating Current, courant alternatif
AN Annuité
ASI Alimentation électrique ininterrompue
BLS Chemin de fer Bern-Lötschberg-Simplon
BTF Bâtiment technique ferroviaire
BW Valeur actuelle
CaO Oxyde de calcium, chaux
CFF Chemins de fer fédéraux
CHF Francs suisses
CIGS CIGS: Cuivre (C), indium (I), gallium (G) et sélénium (S)
CIS CIS: Cuivre (C), indium (I) et sélénium (S)
CO ₂ Dioxyde de carbone
CVC Chauffage, ventilation, climatisation
DC Direct Current, courant continu
E Production énergétique annuel en kWh/a
ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity ou réseau européen des gestionnaires de réseau(x) de transport d'électricité
EPBT Energy Payback Time
EPFL EPFL: École Polytechnique Fédérale de Lausanne
ESTI Inspection fédérale des installations à courant fort
ET Entreprises de transport
EVA Éthylène-acétate de vinyle
FIF Fonds d'infrastructure ferroviaire
g CO ₂ -eq/kWh Grammes d'équivalents CO ₂ par kilowattheure
Gk Rayonnement solaire (insolation) annuel en kWh/(m ² *a)
GO Garantie d'origine
GRD Gestionnaire du réseau de distribution
GRU Grande rétribution unique
G _{STC} Insolation sous STC, 1000 W/m ²
Hz Hertz, unité de fréquence Hz=s ⁻¹
IEA International Energy Agency
IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change
kW kilowatt, unité de puissance, souvent aussi kilowatt peak (kWp) pour puissance maximale
kWh Kilowattheure, unité énergétique
LAT Loi sur l'aménagement du territoire
LCdF Loi sur les chemins de fer
LCOE Levelized Cost of Electricity, coûts complets de l'électricité sur la durée de vie
LEne Loi sur l'énergie, Loi sur l'énergie
MGB Matterhorn Gotthard Bahn
MGV Matterhorn Gotthard Verkehrs AG
MI Maison individuelle
MPP MPP: Maximum Power Point
MPPT <i>Maximum Power Point Tracking</i>
MW Mégawattheures 10 ⁶ wattheures
MWh Mégawattheures 10 ⁶ wattheures
Na ₂ O Oxyde de sodium
OApEl Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
ÖBB Österreichische Bundesbahnen
OCPE Ordonnance sur les concessions, la planification et le financement de l'infrastructure ferroviaire
OENE Ordonnance sur l'énergie
OFEN Office fédéral de l'énergie
OFT Office fédéral des transports
OM Operation & Maintenance, exploitation et maintenance
ONU Organisation des Nations Unies
PAP Procédure d'approbation des plans
PME Petites et moyennes entreprises
PR Quotient de la production énergétique effective et de la production énergétique théorique sous STC

PRU.....	Petite rétribution unique
P _{STC}	Puissance sous STC
PV	Photovoltaïque
RCP.....	Regroupement dans le cadre de la consommation propre, Regroupement dans le cadre de la consommation propre
RPC.....	Rétribution à prix coûtant du courant injecté
RS	Recueil systématique
SETP.....	Stratégie énergétique des transports publics
SIA	Société suisse des ingénieurs et des architectes
SIG	Services Industriels de Genève
SiO ₂	Oxyde de silicium, verre de quartz
STC	Standard Test Conditions, Conditions de tests standard
SWOT.....	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats. Forces, faiblesses, chances, risques
T	Durée d'amortissement
TI.....	Technique de l'information
TPF	Transports Publics Fribourgeois SA
TPG	Transports publics genevois
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UCE.....	Unité de charge écologique
UE	Union Européenne
V	Volt, unité de tension électrique
VB-TPB	Transports publics biennois
VBZ	Transports publics zurichois
VZO.....	Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG
z	Taux d'intérêt
η	Rendement

Annexe : Entreprises et organisations

Une brève description de toutes les entreprises et organisations citées dans le rapport est donnée ci-dessous.

3S Solar Plus

Nom	Adresse	Site Internet
3S Solar Plus	Schorenstrasse 39, 3645 Gwatt (Thoune)	www.3s-solarplus.ch/

Description

Fabricant suisse de toits solaires

Amstein + Walthert

Nom	Adresse	Site Internet
Amstein + Walthert	Andreasstrasse 5, CH-8050 Zurich	www.amstein-walthert.ch

Description

Bureau d'ingénieur

Auto AG Schwyz

Nom	Adresse	Site Internet
Auto AG Schwyz	Bahnhofstrasse 4, 6431 Schwyz	www.aags.ch/

Description

Entreprise de bus

Avenir Énergie Suisse

Nom	Adresse	Site Internet
Avenir Énergie Suisse	Viaduktstrasse 8, 4051 Bâle	www.energiezukunftschweiz.ch/fr/

Description

Conseil et mise en œuvre de projets dans le domaine de l'énergie et de l'efficacité énergétique

Basler & Hofmann

Nom	Adresse	Site Internet
Basler & Hofmann	Forchstrasse 395, CH-8032 Zurich	www.baslerhofmann.ch

Description

Bureau d'ingénieur

BLS

Nom	Adresse	Site Internet
BLS	Genfergasse 11, CH-3001 Berne	www.bls.ch

Description

Entreprise de transport ferroviaire

Busbetriebe Aarau**Nom**

BBA Busbetriebe Aarau

Adresse

Neumattstrasse 20, 5000 Aarau

Site Internetwww.busaarau.ch**Description**

Entreprises de transport

Byron Bay Railroad**Nom**

Byron Bay Railroad

Adresse

Bayshore Dr, Byron Bay NSW 2481, Australie

Site Internetwww.byronbaytrain.com.au**Description**

Entreprise de transport

Car postal**Nom**

Car postal

Adresse

Belpstrasse 37, 3030 Berne

Site Internetwww.carpostal.ch**Description**

Entreprise de bus

CFF**Nom**

CFF

Adresse

Hilfikerstr. 1, 3000 Berne 65

Site Internetwww.cff.ch/**Description**

Chemins de fer fédéraux, la plus grande entreprise de transports de Suisse

Chemins de fer du Jura**Nom**

Chemin de fer du Jura

Adresse

Rue du Général-Voirol 1, 2710 Tavannes

Site Internetwww.les-cj.ch**Description**

Entreprise des transports publics du canton du Jura

Deutsche Bahn**Nom**

Deutsche Bahn

Adresse

Potsdamer Platz 2, 10785 Berlin

Site Internetwww.bahn.de/**Description**

Chemins de fer allemands, entreprise de transport

dhp Technology**Nom**

dhp Technology

Adresse

Weststrasse 7, CH-7205 Zizers

Site Internetwww.dhp-technology.ch/**Description**

Fabricant de toits pliables

ElCom		
Nom	Adresse	Site Internet
ElCom	Christoffelgasse 5, CH-3003 Berne	www.elcom.admin.ch

Description

Autorité fédérale indépendante de régulation dans le domaine de l'électricité

Elektrizitätswerk Schwyz

Nom	Adresse	Site Internet
Elektrizitätswerk Schwyz	Gotthardstrasse 6, 6438 Ibach	www.ews.ch

Description

Entreprise d'approvisionnement en énergie

Elektrizitätswerk Zermatt

Nom	Adresse	Site Internet
Elektrizitätswerk Zermatt	Metzggasse 44, CH-3920 Zermatt	www.ewzermatt.ch/

Description

Entreprise d'approvisionnement en énergie à Zermatt

Energie Service Biel

Nom	Adresse	Site Internet
Energieservice ESB	Biel/Bienne Gottstattstrasse 4, 2501 Bienne	www.esb.ch

Description

Entreprise d'approvisionnement en énergie

EnergieSuisse

Nom	Adresse	Site Internet
EnergieSuisse	Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen	www.energiesuisse.ch

Description

Programme de l'Office fédéral de l'énergie pour la mise en œuvre de la politique énergétique suisse

Enerparc

Nom	Adresse	Site Internet
Enerparc	Zirkusweg 2, Astra Tower, D-20359 Ham- bourg	www.innov.energy/

Description

Développeur de projets au nord de l'Allemagne, construit et exploite des parcs solaires pour la Deutsche Bahn

Engadin St. Moritz Mountains

Nom	Adresse	Site Internet
Engadin St. Moritz Mountains	Moun-Via San Gian 30, 7500 St. Moritz	www.mountains.ch

Description

Chemins de fer de montagne et tourisme

Enphase

Nom	Adresse	Site Internet
Enphase	47281 Bayside Pkwy, Fremont, CA 94538, États-Unis	www.enphase.com

Description

Fabricant américain d'onduleurs

EPFL

Nom	Adresse	Site Internet
EPFL	Route Cantonale, 1015 Lausanne	www.epfl.ch/

Description

École polytechnique fédérale de Lausanne

FHNW

Nom	Adresse	Site Internet
Haute-école spécialisée de la Suisse du Nord-Ouest	deBahnhofstrasse 6, 5210 Windisch	www.fhnw.ch

Description

Haute-école spécialisée active en Suisse dans l'enseignement, la recherche et la formation continue

Flixbus

Nom	Adresse	Site Internet
Flixbus	Friedenheimer Brücke 16, D-80639 Munich	www.flixbus.ch

Description

Entreprise de transport

Fronius

Nom	Adresse	Site Internet
Fronius	Froniusplatz 1, A-4600 Wels	www.fronius.com

Description

Fabricant d'onduleurs, développeur d'onduleurs pour l'injection au réseau à 16,7 Hz

Haute-école de Lucerne

Nom	Adresse	Site Internet
Hochschule Luzern HSLU	Werftstrasse 4, 6002 Luzern	www.hslu.ch

Description

Haute-école spécialisée

Innovenergy

Nom	Adresse	Site Internet
Innovenergy GmbH	Alpbachstrasse 5/7, CH-3860 Meiringen	www.innov.energy/

Description

Développeur et fournisseur de batteries au sel

Karl Gessinger AG

Nom	Adresse	Site Internet
9.5	Rheinstrasse 9, 7310 Bad Ragaz	www.postauto-badragaz.ch

Description

Entreprise de cars postaux

Luftseilbahn Jakobsbad-Kronberg AG

Nom	Adresse	Site Internet
Luftseilbahn Jakobsbad-Kronberg AG	St. Josefstrasse 2, 9108 Jakobsbad	www.kronberg.ch

Description

Entreprise d'exploitation de téléphérique

Matterhorn Gotthard Bahn

Nom	Adresse	Site Internet
Matterhorn Gotthard Bahn	Bahnhofplatz 7, 3900 Brigue	www.matterhorngotthardbahn.ch

Description

Entreprise de transport

Megasol

Nom	Adresse	Site Internet
Megasol	Industriestrasse 3, CH-4543 Deitingen	www.megasol.ch/

Description

Fabricant suisse de modules PV et de systèmes de montage

Meteotest

Nom	Adresse	Site Internet
Meteotest	Fabrikstrasse 14, 3012 Berne	www.meteotest.ch/

Description

Meteotest est une entreprise active dans les domaines de la météo, du climat, de l'environnement et de l'informatique

ÖBB**Nom****Adresse****Site Internet**

ÖBB

Am Hauptbahnhof 2, A-1100 Vienne

www.oebb.at/**Description**

Chemins de fer autrichiens, entreprise de transport

OFEN**Nom****Adresse****Site Internet**

OFEN

Pulverstrasse 13, 3063 Ittigen

www.bfe.admin.ch/**Description**

Office fédéral de l'énergie

Office fédéral des transports**Nom****Adresse****Site Internet**

Office fédéral des transports Mühlestrasse 6, CH-3063 Ittigen

www.bav.admin.ch**Description**

Autorité fédérale suisse en matière de transports

Pfiffner Elektrotechnik GmbH**Nom****Adresse****Site Internet**Pfiffner Elektrotechnik
GmbH

Rheinstrasse 9, 7310 Bad Ragaz

<http://www.pfiffner-et.ch/>**Description**

Installations électriques et photovoltaïques

Planair**Nom****Adresse****Site Internet**

Planair

Crêt 108 a, 2314 La Sagne

www.planair.ch/**Description**

Bureau d'ingénieur

Pronovo**Nom****Adresse****Site Internet**

Pronovo

Dammstrasse 3, 5070 Frick

www.pronovo.ch/**Description**

Organisme de certification accrédité pour l'enregistrement des garanties d'origine et la mise en œuvre des programmes fédéraux d'encouragement des énergies renouvelables

SAK**Nom****Adresse****Site Internet**

SAK St.Gallisch-Appenzelli-Vadianstrasse 50, 9001 St-Gallsche Kraftwerke AG

www.sak.ch

Description

Entreprise d'approvisionnement en énergie

SMA**Nom****Adresse****Site Internet**

SMA

Sonnenallee 1, 34266 Niestetal

www.sma.de/

Description

Fabricant allemand d'onduleurs

Société des Forces Électriques de La Goule**Nom****Adresse****Site Internet**

Société des Forces Elec-Route de Tramelan 16, 2610 Saint-Imier triques de La Goule

www.lagoule.ch/

Description

Entreprise d'approvisionnement en énergie

Solaredge**Nom****Adresse****Site Internet**

Solaredge

1 HaMada St., POB 12001, Postal codewww.solaredge.com/4673335, Herzliya, Israël

Description

Fabricant israélien d'onduleurs

Solarify**Nom****Adresse****Site Internet**

Solarify

Hünibachstrasse 77a, 3626 Hilterfingen

www.solarify.ch

Description

Entreprise spécialisée dans les modèles de participation pour la construction d'installations solaires

Solarmax**Nom****Adresse****Site Internet**

Solarmax

Zur Schönhalde 10, D-89352 Ellzee

www.solarmax.com

Description

Fabricant allemand d'onduleurs

Swissgrid**Nom****Adresse****Site Internet**

Swissgrid

Bleichemattstrasse 31, 5001 Aarau

www.swissgrid.ch/

Description

Propriétaire du réseau de transport en Suisse

Swissolar

Nom

Swissolar

Adresse

Neugasse 6, CH-8005 Zurich

Site Internet

www.swissolar.ch

Description

Association suisse des professionnels de l'énergie solaire

Swiss Solar City

Nom

Swiss Solar City

Adresse

Hardstrasse 8, 4052 Bâle

Site Internet

www.swiss-solar-city.ch/

Description

Construit, possède et exploite des installations de production solaire, contracting

TNC Consulting

Nom

TNC Consulting

Adresse

General Wille-Strasse 59, 8706 Feldmeilen

Site Internet

www.tnc.ch

Description

Bureau d'ingénieur et conseil

Tourismusverband Pitztal

Nom

Tourismusverband Pitztal

Adresse

Unterdorf 18, A- 6473 Wenns,

Site Internet

www.pitztal.com/

Description

Exploitant de remontées mécaniques

Transports publics biennois (Tpb)

Nom

VB-TPB

Adresse

Bözingenstrasse 78, 2501 Bienne

Site Internet

www.vb-tpb.ch/

Description

Entreprise de transports publics de Bienne

Transports publics fribourgeois

Nom

Transports publics fribourgeois

Adresse

Case postale 1536, 1701 Fribourg

Site Internet

<http://www.pfiffner-et.ch/>

Description

Entreprises de transport

Transport publics genevois

Nom	Adresse	Site Internet
Transport publics genevois	Route de La-Chapelle 1, 1212 Lancy	www.tpg.ch

Description

Entreprise des transports publics à Genève

Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG

Nom	Adresse	Site Internet
Verkehrsbetriebe Zürichsee und Oberland AG VZO	Zürichsee Binzikerstrasse 2, 8627 Grüningen	www.vzo.ch

Description

Entreprise de transport

Windwatt

Nom	Adresse	Site Internet
Windwatt	Maraîchers 42, 1205 Genève	

Description

Entreprise de production d'énergie solaire et de contracting

Zermatt Bergbahnen

Nom	Adresse	Site Internet
Zermatt Bergbahnen	Schluhmattstrasse 28, 3920 Zermatt	www.matterhornparadise.ch

Description

Chemins de fer de montagne