

Rapport final v2, 25 janvier 2021

# Étude «Électricité hivernale Suisse»

Quelle peut être la contribution du  
photovoltaïque indigène ?

**La présente étude a été élaborée pour le compte de SuisseEnergie.  
La responsabilité du contenu incombe exclusivement aux auteurs.**

**Date:** 25 janvier 2021

**Lieu:** Zürich

**Auteurs:**

Dr. Christof Bucher, Basler & Hofmann AG, [christof.bucher@baslerhofmann.ch](mailto:christof.bucher@baslerhofmann.ch)

Roman Schwarz, Basler & Hofmann AG, [roman.schwarz@baslerhofmann.ch](mailto:roman.schwarz@baslerhofmann.ch)

**Adresse auteurs:**

Basler & Hofmann AG

Forchstrasse 395, CH-8032 Zürich

[www.baslerhofmann.ch](http://www.baslerhofmann.ch)

**Adresse**

SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Adresse postale: CH-3003 Berne

Infoline 0848 444 444, [www.infoline.suisseenergie.ch](http://www.infoline.suisseenergie.ch)

[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.suisseenergie.ch](http://www.suisseenergie.ch), [twitter.com/energieschweiz](https://twitter.com/energieschweiz)

---

<b>1.</b>	<b>Management Summary (Deutsch)</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>Management Summary (français)</b>	<b>4</b>
<b>3.</b>	<b>Abréviations et définitions</b>	<b>7</b>
<b>4.</b>	<b>Introduction</b>	<b>8</b>
<b>5.</b>	<b>Fondements</b>	<b>10</b>
<b>6.</b>	<b>Méthode</b>	<b>11</b>
6.1	Définition de sites et d'installations de référence	11
6.2	Définition de profils de rayonnement de référence par commune, orientation et inclinaison	12
6.3	Définition de profils de production de référence	13
6.3.1	Installations PV enneigées	14
6.4	Définition de scénarios	16
6.4.1	Scénario 1: expansion PV comme avant (ZWB)	17
6.4.2	Scénario 2: potentiel PV hivernal maximum (MWP)	18
6.4.3	Scénario 3: incitations PV hivernal (AWS)	18
6.4.4	Variantes et considérations individuelles	19
6.5	Comparaison des scénarios principaux	19
6.6	Coûts	21
<b>7.</b>	<b>Résultats</b>	<b>23</b>
7.1	Scénarios principaux	23
7.2	Scénarios annexes	27
7.3	Le cas particulier des installations sur toiture plate	29
<b>8.</b>	<b>Validation et évaluation critique de l'étude</b>	<b>31</b>
8.1	Validation du calcul de la production	31
8.1.1	Calcul du rayonnement solaire à la surface des modules	31
8.1.2	Calcul de la production d'énergie en négligeant l'enneigement	31
8.1.3	Calcul des pertes de production dues à la présence de neige	32
8.2	Incertitudes concernant l'orientation et l'inclinaison des installations	35
8.3	Incertitudes dues aux évolutions climatiques	36
	<b>Annexe 1: schémas méthodologiques</b>	<b>37</b>
	<b>Annexe 2: potentiel de chaque catégorie</b>	<b>41</b>

## 1. Management Summary (Deutsch)

Potenzial Solarstrom

Das Potenzial für Solarstrom in der Schweiz ist gross. Bei einem Landesverbrauch von knapp 60 TWh elektrisch beträgt das Potenzial für Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) rund 50 TWh auf Dächern und 17 TWh an Fassaden<sup>1</sup>. In dieser Studie wird angenommen, dass von diesem Potenzial 30 TWh realisiert werden. Während der Stromverbrauch im Winterhalbjahr jedoch höher ist als im Sommerhalbjahr, produzieren die meisten PV-Anlagen in der Schweiz im Sommer mehr Strom als im Winter. In der vorliegenden Studie wird die Winterstromproduktion im Detail untersucht.

Szenarienbildung und Potenzial Winterstrom

Diese Studie kommt zu folgenden Resultaten:

- **Szenario 1, Zubau wie bisher (ZWB):** Beim heutigen PV-Anlagenpark entfallen 73% der Energieproduktion auf das Sommerhalbjahr, und 27% auf das Winterhalbjahr. Berechnet wird dies unter Annahme von 30 TWh Solarstromproduktion aus PV-Anlagen, welche die gleichen Eigenschaften aufweisen wie die heute bereits installierten KEV-Anlagen.
- **Szenario 2, maximales Winterstrompotenzial (MWP):** Würden die 30 TWh nur an den am besten für Winterstrom geeigneten Dach- und Fassadenflächen realisiert, so wäre die Sommerproduktion 65% und die Winterproduktion 35%. Dieses Szenario markiert jedoch ein theoretisches Potenzial und ist wirtschaftlich und architektonisch nicht erstrebenswert. Gegenüber dem Szenario ZWB müssten in diesem Szenario 25% mehr Leistung installiert werden, weil die Winterstromoptimierung zulasten der Jahresproduktion geht.
- **Szenario 3, Anreize Winterstrom (AWS):** Bei einem mittleren Szenario, welches sich am heutigen PV-Anlagenpark orientiert, jedoch verstärkt auf winteroptimierte PV-Anlagen setzt, kann der Winterstromanteil auf 30% erhöht werden. Dies kann mit derselben PV-Leistung erreicht werden wie beim Szenario ZWB, weil sich der Mehr- und Minderertrag der winterstromoptimierten PV-Anlage gegenseitig ausgleicht. Während die für Winterstrom optimalen PV-Fassaden einen etwas geringeren Jahresertrag haben, ist der Energieertrag der aufgeständerten Flachdachanlagen höher als derjenige der horizontal installierten Flachdachanlagen.

Monatliche Verteilung

Nicht nur das Winterhalbjahr, sondern die tägliche und vor allem monatliche Verteilung der Erträge sind relevant, um die Schweiz möglichst mit national produziertem Strom zu versorgen. Ill. 1 zeigt die Monatswerte für die drei genannten Szenarien auf. Alle drei Szenarien gehen vom selben Jahresstromertrag von 30 TWh aus. Dabei wird ersichtlich, dass mit dem Szenario AWS die Stromproduktion der kritischen Monate Dezember, Januar und Februar gegenüber ZWB um ca. 22% erhöht werden kann.

---

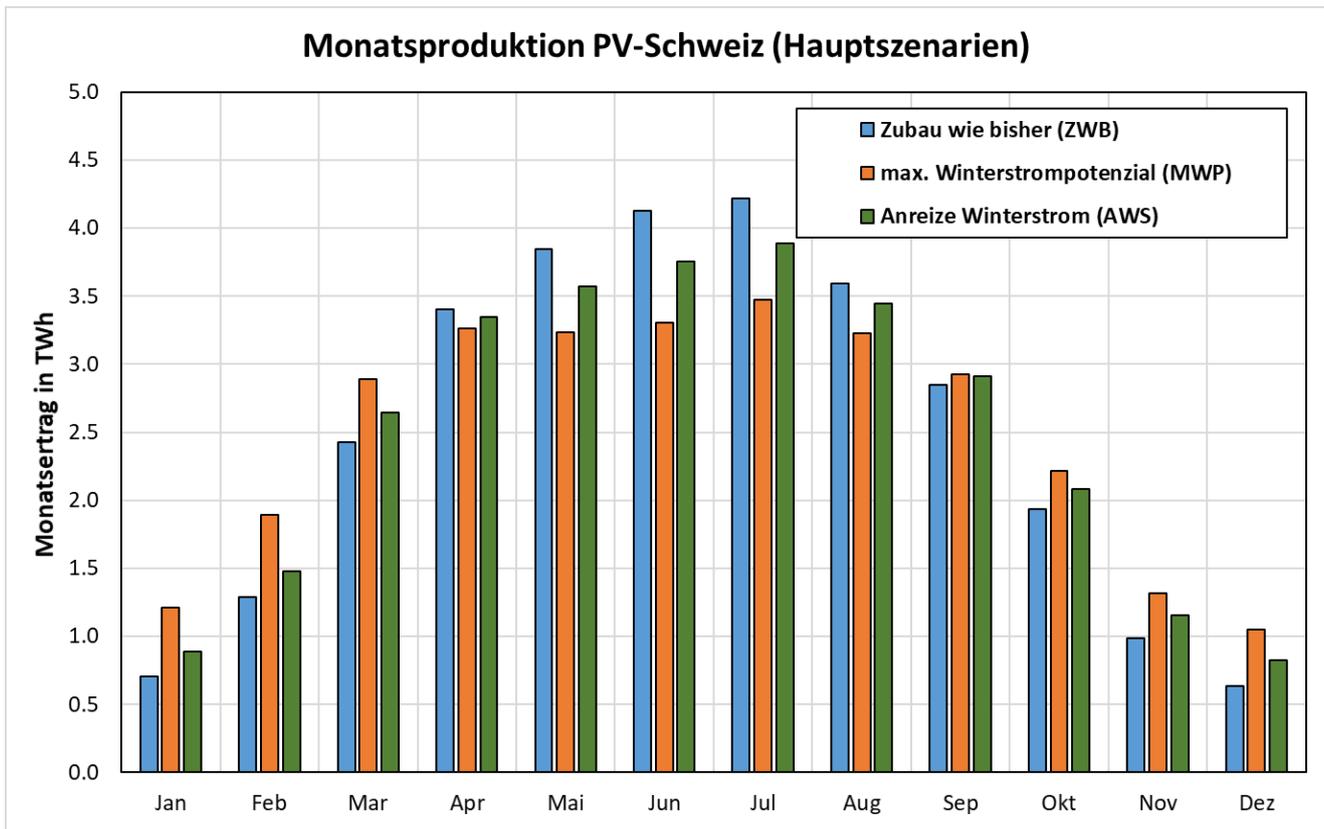
<sup>1</sup> BFE, Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>

Kosten

Winter-Solarstrom ist etwas teurer als Sommer-Solarstrom, weil winterstromoptimierte PV-Anlagen (z. B. Fassadenanlagen, aufgeständerte Anlagen und Anlagen in den Bergen) etwas teurer sind als die übrigen PV-Anlagen. Die Investitionskosten für das Szenario AWS liegen rund 6% über den Kosten für das Szenario ZWB. Dies führt zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von rund 0.4 Rp. / kWh. Die Investitionskosten für das Szenario ZWB werden auf rund 38.4 Mrd. CHF geschätzt, während sich die Kosten für das Szenario AWS auf 40.8 Mrd. CHF belaufen dürften. Das hypothetische Szenario MWP kostet rund 53.3 Mrd. CHF. Der bisherige PV-Anlagenpark im Wert von rund 4 Mrd. CHF ist in diesen Kosten nicht enthalten.

Alternativen für PV-Winterstrom

Das Szenario AWS geht davon aus, dass für Winterstrom gut geeignete Flächen tendenziell mehr belegt werden als für Winterstrom weniger gut geeignete Dächer. Zudem geht es davon aus, dass PV-Anlagen auf Flachdächern nach Süden aufgeständert werden. Anstatt teurere, für Winterstrom optimierte PV-Anlagen zu bauen, könnten auch einfach doppelt so viele "normale" Anlagen gebaut werden. Diese hätten einen hohen Sommerstrom-Überschuss. Ob diese Variante insgesamt volkswirtschaftlich besser ist, muss im Kontext mit dem gesamten Stromproduktionspark der Schweiz sowie den Speicher-, den Import- und Exportmöglichkeiten geklärt werden.



III. 1. Monatsproduktion für drei Szenarien.

## Unsicherheiten

Die Unsicherheiten der Studie liegen insbesondere in folgenden Bereichen:

- \_ Szenarienbildung: Ausser beim hypothetischen MWP (ein mathematisch definiertes Szenario) ist die Wahl der Dächer gegenüber der Realität mit Unsicherheiten behaftet, weil der Zubau von PV-Anlagen nicht exakt gesteuert werden kann.
- \_ Einfluss Schnee: Ein Modell zur Berücksichtigung des Schnees wird in dieser Studie entwickelt und validiert. Dieses ist jedoch ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet. Diese Unsicherheiten werden in der Studie quantifiziert.
- \_ Klimatische Entwicklung und extreme Wetterszenarien: Die Resultate basieren auf Messwerten von 2004 bis 2018. Inwiefern diese für Zukunftsprognosen repräsentativ sind, kann im Rahmen dieser Studie nicht ausgesagt werden.

## 2. Management Summary (français)

### Potentiel énergie solaire

Le potentiel de l'énergie solaire en Suisse est important. Avec une consommation nationale d'énergie électrique d'un peu moins de 60 TWh, le potentiel des installations photovoltaïques (PV) est d'environ 50 TWh sur les toits et 17 TWh sur les façades.<sup>2</sup> Cette étude suppose que 30 TWh de ce potentiel seront réalisés. Cependant, si la consommation d'électricité est plus élevée en hiver qu'en été, la plupart des installations photovoltaïques suisses produisent plus d'électricité en été qu'en hiver. La présente étude examine en détail la production d'électricité en hiver.

### Élaboration de scénarios et potentiel d'électricité hivernale

Cette étude permet de tirer les conclusions suivantes :

- **Scénario 1, expansion PV comme avant (ZWB)** : Avec le parc photovoltaïque actuel, 73% de la production d'énergie est produite au cours du semestre d'été et 27% au cours du semestre d'hiver. Le scénario est calculé sur l'hypothèse d'une production de 30 TWh d'énergie solaire à partir d'installations photovoltaïques ayant les mêmes caractéristiques que les installations RPC déjà installées aujourd'hui.
- **Scénario 2, potentiel PV hivernal maximum (MWP)** : Si les 30 TWh n'étaient réalisés que sur les surfaces de toitures et de façades les mieux adaptées à l'électricité hivernale, la production d'été serait de 65% et la production d'hiver de 35%. Ce scénario, cependant, marque un potentiel théorique et n'est pas intéressant du point de vue économique ni architectural. Par rapport au scénario ZWB, il faudrait installer 25% de puissance en plus dans ce scénario car l'optimisation de l'électricité en hiver se fait au détriment de la production annuelle.
- **Scénario 3, incitations PV hivernal (AWS)** : Dans un scénario moyen, qui s'oriente d'après le parc photovoltaïque actuel, mais qui mise de manière renforcée sur des installations photovoltaïques optimisées pour l'hiver, la part de l'électricité hivernale peut être portée à 30%. Ceci est possible avec la même puissance PV que dans le scénario ZWB, car l'augmentation et la diminution du rendement de l'installation PV optimisée pour l'hiver se compensent entre elles. Alors que les façades photovoltaïques optimales pour l'électricité hivernale ont un rendement annuel légèrement inférieur, la production énergétique des systèmes sur châssis posés sur des toitures plates est supérieur à celui des systèmes installés horizontalement.

### Répartition mensuelle

Un approvisionnement de la Suisse en électricité produite essentiellement sur le plan national passe non seulement par la prise en compte du semestre d'hiver, mais aussi de la répartition journalière et surtout mensuelle des rendements. La figure 2 montre les valeurs mensuelles pour les trois scénarios mentionnés qui sont basés chacun sur le même rendement électrique annuel de 30 TWh. Il apparaît ainsi qu'avec le scénario AWS, la production d'électricité pendant les mois critiques de décembre, janvier et février peut être augmentée d'environ 22% par rapport à celle du scénario ZWB.

### Coûts

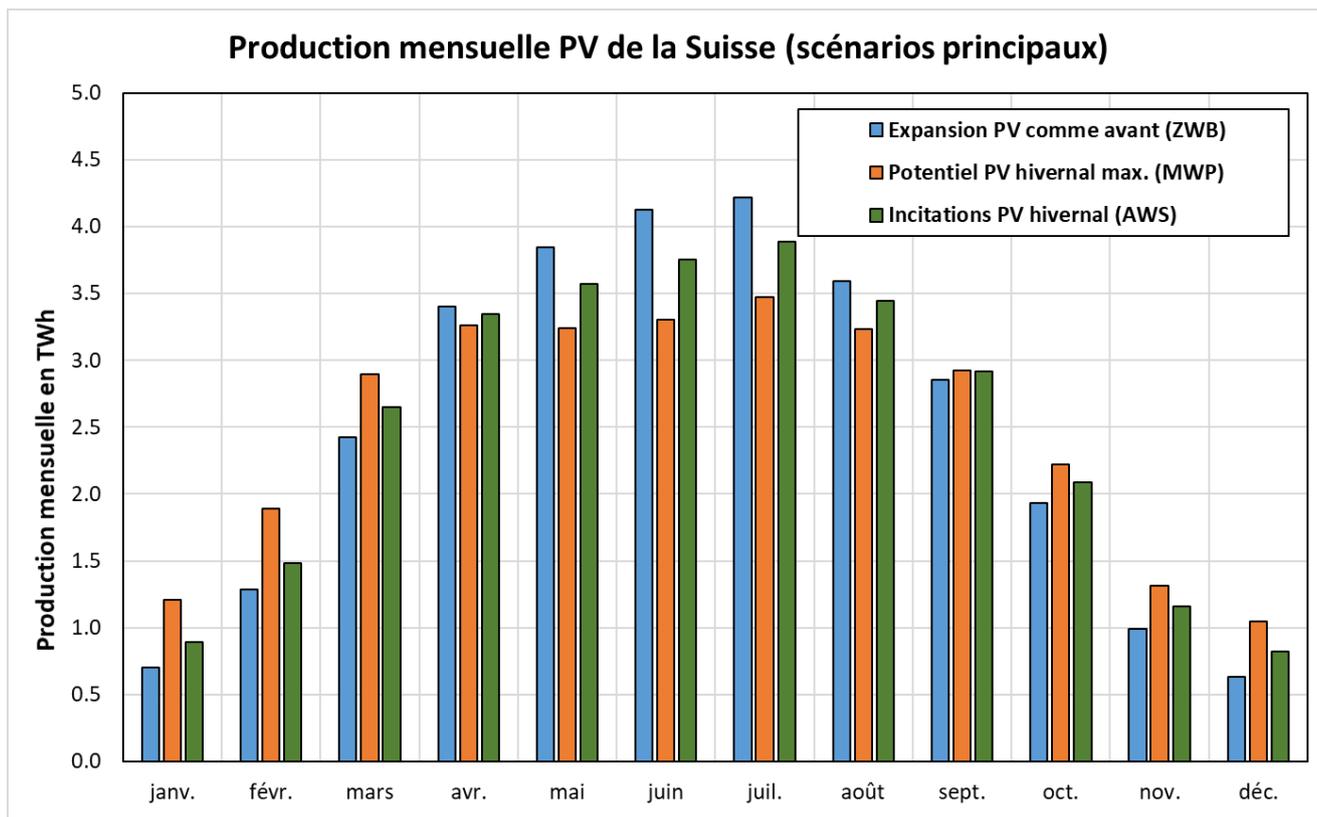
L'énergie solaire hivernale est un peu plus chère que l'énergie solaire estivale, car les installations photovoltaïques optimisées pour l'énergie hivernale (p. ex. installations en façades, sur châssis et en montagne) sont un peu plus chères que les autres installations PV. Les coûts d'investissement pour le scénario AWS sont supérieurs

---

d'environ 6% à ceux du scénario ZWB. Il en résulte une augmentation des coûts de production d'électricité d'environ 0.4 centime/kWh. Les coûts d'investissement pour le scénario ZWB sont estimés à environ CHF 38.4 mia, tandis que les coûts pour le scénario AWS devraient s'élever à CHF 40.8 mia. Le scénario hypothétique MWP coûte environ CHF 53.3 mia. L'actuel parc d'installations photovoltaïques d'une valeur d'environ CHF 4 mia n'est pas inclus dans ces coûts.

Alternatives pour l'électricité photovoltaïque hivernale

Le scénario AWS repose sur l'hypothèse que les zones bien adaptées à l'électricité hivernale ont tendance à être plus occupées que les toits moins adaptés à l'électricité hivernale. Il suppose également que des installations photovoltaïques sur châssis seront installées sur des toitures plates et orientées au Sud. Par ailleurs, au lieu de construire des installations photovoltaïques plus coûteuses optimisées pour l'électricité hivernale, on pourrait construire deux fois plus de systèmes « normaux ». Celles-ci auraient un surplus d'électricité estival élevé. La question de savoir si cette variante est économiquement meilleure dans son ensemble doit être clarifiée dans le contexte de la totalité du parc de production électrique suisse ainsi que des possibilités de stockage, d'importation et d'exportation.



III. 2. Production mensuelle pour trois scénarios.

## Incertitudes

Les incertitudes de cette étude touchent en particulier les domaines suivants :

- \_ Élaboration de scénarios : A l'exception de l'hypothétique MWP (scénario mathématiquement défini), le choix des toitures est sujet à des incertitudes par rapport à la réalité car l'ajout d'installations photovoltaïques ne peut être régulé avec précision.
- \_ Influence de la neige : Un modèle de prise en compte de la neige est développé et validé dans cette étude. Toutefois, il est également sujet à des incertitudes. Ces incertitudes sont quantifiées dans l'étude.
- \_ Développement climatique et scénarios météorologiques extrêmes : Les résultats sont basés sur des valeurs mesurées de 2004 à 2018, dont la représentativité pour les prévisions futures ne peut être déterminée dans le cadre de la présente étude.

### 3. Abréviations et définitions

Le présent document utilise les abréviations suivantes:

- \_ AWS: scénario «incitations PV hivernal» (en allemand «Anreiz Winterstrom»)
- \_ OFEN: Office fédéral de l'énergie
- \_ OFS: Office fédéral de la statistique
- \_ SE 2050: Stratégie énergétique 2050
- \_ GWh: gigawattheure
- \_ RPC: rétribution à prix coûtant du courant injecté
- \_ MWP: scénario «potentiel PV hivernal maximum» (en allemand «Maximales Winterstrompotenzial»)
- \_ PV: photovoltaïque
- \_ *Toit solaire*: base de données de l'OFEN sur le potentiel solaire de tous les toits de bâtiments en Suisse, et application interactive en ligne ([www.toitsolaire.ch](http://www.toitsolaire.ch)) permettant de vérifier ce potentiel.
- \_ *Façade au soleil*: base de données de l'OFEN sur le potentiel solaire de toutes les façades en Suisse, et application interactive en ligne ([www.facade-au-soleil.ch](http://www.facade-au-soleil.ch)) permettant de vérifier ce potentiel.
- \_ TWh: térawattheure
- \_ Semestre d'hiver: octobre, novembre, décembre, janvier, février et mars
- \_ Trimestre d'hiver: les trois mois traditionnellement les moins productifs, c'est-à-dire décembre, janvier et février
- \_ ZWB: scénario «Expansion PV comme avant» (en allemand «Zubau wie bisher»)

## 4. Introduction

Stratégie énergétique 2050

La Stratégie énergétique suisse a pour but, à long terme, de transformer le paysage énergétique suisse en un système basé sur les énergies durables et renouvelables. Acceptée par le peuple et les cantons, la loi sur l'énergie qui concrétise cette stratégie suit trois axes d'orientation:

- \_ des mesures pour accroître l'efficacité énergétique,
- \_ des mesures pour développer les énergies renouvelables,
- \_ la sortie du nucléaire.

Potentiel photovoltaïque

Les cadastres solaires *Toit solaire* et *Façade au soleil* comptabilisent un potentiel PV de 50 TWh (toits) et de 17 TWh (façades) pour les bâtiments en Suisse. Ils ne tiennent compte que des surfaces bien, très bien ou remarquablement bien adaptées, ce auquel s'ajoute la catégorie «moyenne» pour les façades, afin d'inclure les façades orientées est et ouest qui produisent de l'électricité en début et en fin de journée. Selon la mise à jour de l'étude du PSI «Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies»<sup>3</sup>, la Suisse serait capable, en 2035, de produire près de 30 TWh de courant solaire pour moins de 13 ct./kWh. Ces 30 TWh correspondent, par ailleurs, à la quantité d'électricité nucléaire qui va être supprimée, plus une part de l'électricité nécessaire à l'avenir pour l'électromobilité. Tous les scénarios de l'étude qui va suivre partent ainsi d'une production d'électricité solaire de 30 TWh/an.

Électricité hivernale

En raison de sa situation géographique, la Suisse consomme un peu plus d'électricité pendant le semestre d'hiver que pendant le semestre d'été. Entre 2007 et 2017, ce déséquilibre s'est légèrement intensifié, la consommation ayant atteint 34.5 TWh en hiver et 28.4 TWh en été<sup>4</sup>.

Production PV en hiver

La Stratégie énergétique 2050 considère le photovoltaïque comme étant potentiellement la source d'énergie renouvelable la plus importante. En Suisse, il présente typiquement un comportement contradictoire: de par leur technologie, les modules photovoltaïques sont plus efficaces en hiver qu'en été (leur productivité augmente d'environ 4% par tranche de 10°C en moins), mais le rendement énergétique du semestre d'hiver est généralement inférieur à celui du semestre d'été puisque le nombre d'heures d'ensoleillement est nettement plus bas en hiver qu'en été. Pour exemple, une installation photovoltaïque classique montée sur un toit à Berne ne produit que 30% de son rendement énergétique entre octobre et mars, et le reste entre avril et septembre. À Berne toujours, une installation en façade fournit, par contre, 45% de son potentiel d'électricité pendant le semestre d'hiver. Une installation en façade au niveau du Jungfrauoch produit, quant à elle, un kilowattheure sur deux pendant les mois d'hiver. La production annuelle d'électricité des installations en façade est cependant environ 30% plus faible que celle des installations en toiture. Les aspects mécaniques et esthétiques rendent également leur montage plus complexe. Par conséquent, le courant solaire produit en façade est plus cher que celui produit sur le toit, et ce malgré un rendement hivernal élevé.

<sup>3</sup> Bauer, C. (éd.) et al. (2019), «Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – An update of potentials and electricity generation costs»

<sup>4</sup> Consommation nationale conformément à la Statistique suisse de l'électricité

Du courant solaire en hiver: est-ce possible?

La présente étude entend déterminer quelle peut être la part du photovoltaïque dans la future production d'électricité hivernale en Suisse. Elle s'intéresse à trois scénarios:

- \_ Scénario 1 «**Expansion PV comme avant (ZWB)**»: quelle serait la production d'électricité hivernale provenant des installations PV si le parc PV actuel était mis à l'échelle d'un potentiel de 30 TWh?
- \_ Scénario 2 «**Potentiel PV hivernal maximum (MWP)**»: quelle pourrait être, en théorie, la production d'électricité hivernale provenant des installations PV si l'on ne considérait que les surfaces offrant le maximum de rendement électrique hivernal et si l'on installait ainsi jusqu'à 30 TWh?
- \_ Scénario 3 «**Incitations PV hivernal (AWS)**»: quelle pourrait être la production d'électricité hivernale provenant des installations PV si des incitations réalistes étaient mises en place pour des installations PV produisant une plus grande part d'électricité hivernale?

Ces trois scénarios s'accompagnent de différentes variantes ou scénarios auxiliaires. Il ne s'agit pas là de scénarios d'expansion réalistes, mais ils permettent d'évaluer l'influence de certaines surfaces sur le potentiel d'électricité hivernale. Ces variantes supposent, p. ex., de considérer «uniquement les surfaces en toiture» ou «uniquement les façades».

Le résultat de cette étude prend la forme, pour chaque scénario, d'un profil de production PV pour chaque commune suisse en une résolution temporelle d'une heure sur 15 ans. S'y ajoute une estimation des coûts pour chaque scénario, ce qui permet d'évaluer le prix de la production d'électricité, en particulier de l'électricité hivernale.

Limite

Cette étude n'inclut pas, dans le calcul du potentiel, les surfaces qui ne font pas partie des données de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*, en particulier les bâtiments d'infrastructures, les voies de circulation (routes, chemins de fer) et les installations en plein champ.

## 5. Fondements

Le présent document utilise les données de base suivantes:

- \_ Modèle de calcul pour convertir, sur plan incliné, le rayonnement mesuré à l'horizontal. Développé par Meteotest AG sur mandat de l'OFEN (radiation\_perez\_solkat\_ch.py).
- \_ Données sur le rendement mensuel RPC pour les années 2009 à 2016 concernant environ 1000 installations photovoltaïques.
- \_ Données de rendement des installations photovoltaïques de hassler energia alternativa ag, résolution quotidienne.
- \_ Données de toitsolaire.ch (SOLKAT\_CH\_DACH)
- \_ Données mensuelles de toitsolaire.ch (SOLKAT\_CH\_DACH\_MONAT)
- \_ Données de facade-au-soleil.ch (SOLKAT\_CH\_FASS)
- \_ Données mensuelles de facade-au-soleil.ch (SOLKAT\_CH\_FASS\_MONAT)
- \_ Valeurs de rayonnement (résolution horaire), valeurs d'albédo (résolution quotidienne) et températures (résolution quotidienne) pour la Suisse entre 2004 et 2018; données de MétéoSuisse.
- \_ Perspectives énergétiques 2050, résumé, 5 octobre 2013, Office fédéral de l'énergie.
- \_ Statistique suisse de l'électricité, 2017
- \_ facade-au-soleil.ch, agrégation en zones, e4plus AG, Office fédéral de l'énergie, 31 janvier 2019.
- \_ toitsolaire.ch: calcul du potentiel des communes, Office fédéral de l'énergie, 6 octobre 2016.
- \_ toitsolaire.ch, modèle de données, Meteotest, 27 mai 2016
- \_ Documentation of MeteoSwiss Grid-Data Products, Hourly, daily, monthly and yearly satellite-based global radiation, MétéoSuisse, octobre 2014
- \_ Documentation of MeteoSwiss Grid-Data Products, Daily Mean, Minimum and Maximum, Temperature: TabsD, TminD, TmaxD, MétéoSuisse, février 2013
- \_ Modèle numérique d'altitude swissALTI3D
- \_ Répertoire officiel des communes de Suisse, Office fédéral de la statistique (OFS)
- \_ «Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – Potentiels, coûts et impacts sur l'environnement des installations de production d'électricité», PSI, OFEN, novembre 2017
- \_ Bauer, C. (éd.) et al., «Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – An update of potentials and electricity generation costs», 2019
- \_ IEC 61853-3:2018 – Essais de performance et caractéristiques assignées d'énergie des modules photovoltaïques (PV) – Partie 3: caractéristiques assignées d'énergie des modules PV

## 6. Méthode

La méthode en bref

Les quelque huit millions de surfaces de toit et de façade répertoriées par *Toit solaire* et *Façade au soleil* sont regroupées en différentes catégories pour chacune desquelles un profil de production est établi. En fonction du scénario, les catégories sont ensuite pondérées et combinées afin de définir un profil de production pour la Suisse.

Les étapes de la méthode

Cette procédure comprend les étapes suivantes:

1. définition de sites de référence par commune,
2. définition de profils de rayonnement de référence par commune, orientation et inclinaison,
3. définition de profils de production de référence,
4. définition de scénarios.

Les scénarios

- a) Scénario 1 «Expansion PV comme avant (ZWB)»: calcul de la part réelle de l'électricité PV hivernale, extrapolation de l'électricité PV hivernale pour le potentiel de rendement de 30 TWh.
- b) Scénario 2 «Potentiel PV hivernal maximum (MWP)»: seules les surfaces les mieux adaptées pour produire de l'électricité hivernale sont prises en compte.
- c) Scénario 3 «Incitations PV hivernal (AWS)»: extrapolation de l'électricité PV hivernale en supposant des programmes d'encouragement spécifiques.
- d) Variantes: considération de différentes variantes supplémentaires, telles que «uniquement les façades orientées sud», «uniquement les toitures plates» ou «uniquement les toitures inclinées ».

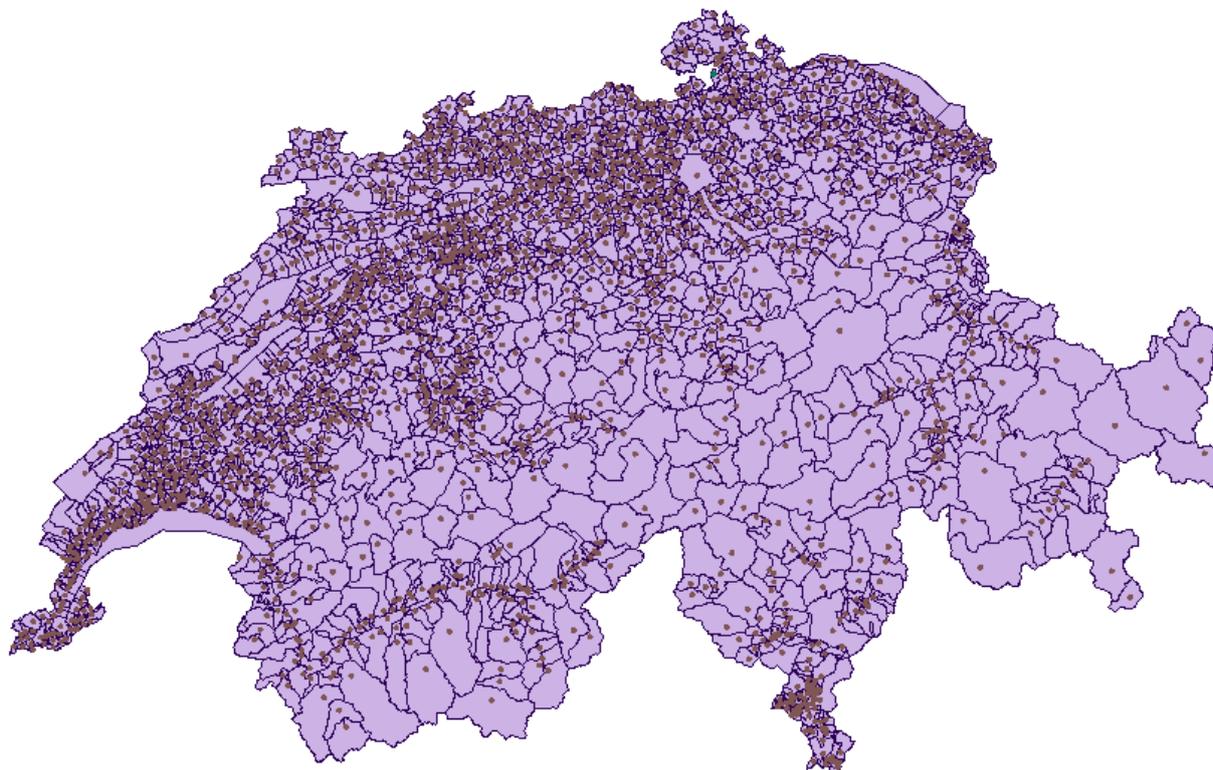
Les chapitres suivants présentent la procédure en détail.

### 6.1 Définition de sites et d'installations de référence

Régions de référence

Un site de référence est attribué (Ill. 3) à chaque commune suisse mentionnée dans le répertoire de l'OFS<sup>5</sup>. Ces sites de référence sont sélectionnés à partir des coordonnées moyennes des surfaces de toit figurant dans *Toit solaire*. Le nombre de sites de référence ainsi identifiés (autrement dit: le nombre de communes) est de 2249.

<sup>5</sup> <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/bases-statistiques/repertoire-officiel-communes-suisse.html>



### III. 3. Les communes de Suisse.

Source: Basler & Hofmann, Arcgis

#### 6.2 Définition de profils de rayonnement de référence par commune, orientation et inclinaison

Orientation et inclinaison

Des installations PV de référence sont déterminées pour chaque site de référence. Elles sont sélectionnées en fonction de leur orientation et de leur inclinaison, et incluent les catégories du Tab. 1. Chaque site se voit ainsi attribuer  $6 \times 9 = 54$  installations de référence. Au total, la méthode modélise donc  $54 \times 2249 = 121'446$  installations de référence. Selon les données de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*, certaines de ces catégories ne disposent cependant d'aucune surface de toit ou de façade pertinente, ce qui réduit le total des installations de référence au nombre de 98'412.

Pourquoi est-ce si compliqué?

Avec *Toit solaire* et *Façade au soleil*, la Suisse dispose d'outils uniques en leur genre pour calculer le potentiel de courant solaire. Ils incluent environ huit millions de surfaces qui sont regroupées en catégories afin de maintenir dans un cadre raisonnable le travail de calcul effectué à partir de ces données. Pour l'élaboration des scénarios, on ne sélectionne alors plus de surfaces individuelles, mais p. ex. «tous les toits de Biberist orientés sud et avec une inclinaison de  $20^\circ$  à  $30^\circ$ ». Malgré ce classement, il subsiste encore près de cent mille catégories. Raison pour laquelle les différences faites entre les installations se limitent à l'orientation, l'inclinaison et la situation en plaine ou en montagne. Il reste ainsi 108 catégories qui peuvent être sélectionnées pour construire les scénarios.

Catégorie d'orientation	Plage en degrés	Orientation effective de l'installation de référence	Catégorie d'inclinaison	Inclinaison effective de l'installation de référence
	Degré	Degré	Degré	Degré
E	67.5-112.5	90	0-5	3
SE	112.5-157.5	135	5-10	8
S	157.5-202.5	180	10-20	15
SO	202.5-247.5	225	20-30	25
O	247.5-292.5	270	30-40	35
N	292.5-67.5	0	40-50	45
			50-70	60
			70-90	80
			90	90

**Tab. 1 Installations PV de référence. Il existe 54 combinaisons possibles. Elles sont définies pour les sites de montagne et de plaine, ce qui aboutit à  $2 \times 54 = 108$  catégories.**

Prise en compte de l'horizon

On suppose, pour les sites, un horizon sans ombre, un ombrage de l'horizon étant pris en compte à un stade ultérieur sous la forme d'une correction des données.

Création de profils de rayonnement

Les profils de rayonnement de référence sont générés à partir de données de rayonnement général et direct provenant de MétéoSuisse. De manière similaire à la méthode utilisée pour *Toit solaire* et *Façade au soleil*, les données de rayonnement sont converties pour les plans inclinés en utilisant le modèle de Perez, à la seule différence que le contexte d'ombrage n'est pas calculé individuellement pour chaque surface de toit et de façade. Les calculs de *Toit solaire* et de *Façade au soleil* sont toutefois pris en compte afin de corriger les profils de rayonnement sur une base mensuelle. Le résultat prend la forme de profils horaires pour chaque installation de référence, les sommes mensuelles correspondant aux valeurs de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*. Les algorithmes de correction sont fournis à l'annexe 1.

### 6.3 Définition de profils de production de référence

Profils de production

Des profils de production PV sont calculés à partir des données météorologiques, du rayonnement à la surface des modules, des valeurs calculées pour la température des modules, du rendement des modules et de l'onduleur, ainsi que de divers facteurs de pertes. Ce calcul s'appuie sur la méthode correspondant à IEC 61853 (Essais de performance et caractéristiques assignées d'énergie des modules photovoltaïques (PV) – Partie 3: caractéristiques assignées d'énergie des modules PV). La neige recouvrant les modules PV n'est toutefois pas prise en compte.

Correction des valeurs

Par nature, les résultats issus de ces calculs ne correspondent pas exactement aux valeurs de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*. Ces derniers prennent également en compte l'ombrage local et sont donc plus précis que la méthode IEC 61853. En

échange, *Toit solaire* et *Façade au soleil* fournissent uniquement des valeurs mensuelles, tandis que les résultats de la présente étude offrent une résolution horaire. Afin d'intégrer malgré tout l'ombrage local, l'étude a adopté la méthode suivante:

1. calcul des profils horaires de production d'énergie selon la norme IEC 61853,
2. addition de tous les profils horaires,
3. comparaison de cette production d'énergie avec les productions de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*,
4. ajustement des profils horaires afin que leur total mensuel corresponde aux valeurs de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*.

Étant donné que la correction ne concerne pas les installations PV individuelles, mais la somme de toutes les installations, les effets locaux, tels qu'une production d'énergie plus élevée sur les sites plus froids, sont conservés, mais le total des productions d'énergie correspond aux valeurs de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*.

### 6.3.1 Installations PV enneigées

La présence de neige sur les installations PV est une valeur critique; elle représente ainsi l'une des principales étapes de la présente étude. Malgré un travail approfondi de recherche documentaire, aucun modèle approprié n'a pu être trouvé pour évaluer la présence de neige sur les installations PV. De nombreux calculateurs solaires ne tiennent pas compte de la neige pour calculer la production. Il est ainsi possible que la production d'électricité hivernale soit nettement surestimée dans les régions où il neige beaucoup.

Méthode de la présente étude

Pour les raisons mentionnées ci-dessus, un modèle d'enneigement a donc été développé pour la présente étude en s'appuyant sur la publication de Rob W. Andrews et de Joshua M. Pearce «Prediction of Energy Effects on Photovoltaic Systems due to Snowfall Events». Ce modèle utilise, en paramètres ou valeurs mesurées, l'inclinaison des modules, la mesure de l'albédo du sol et la température pour évaluer la présence de neige sur les modules PV.

Ce modèle d'enneigement fait l'objet d'une implémentation quotidienne et les valeurs journalières sont utilisées pour repérer s'il y a de la neige ou non sur l'installation PV. Si la présence de neige est identifiée, la production PV est réduite à 0. Les étapes de calcul suivantes sont nécessaires pour déterminer la présence ou l'absence de neige:

- \_ définir la valeur limite de l'albédo de la neige,
- \_ détecter la présence de neige fraîche,
- \_ la neige glisse ou fond.

#### Définir la valeur limite de l'albédo de la neige

Valeur limite de l'albédo de la neige

La valeur limite de l'albédo est déterminée pour chaque commune en appliquant la formule suivante:

$$ALB_{GRENZ} = ALB_{MIN} + k * (ALB_{MAX} - ALB_{MIN})$$

La valeur  $ALB_{MAX}$  est calculée pour chaque année (2004 à 2018). Une moyenne est formée à partir des  $ALB_{MAX}$  annuels, puis utilisée pour calculer  $ALB_{GRENZ}$ .  $ALB_{MIN}$  est déterminée de la même manière. La valeur  $k$  a été définie à partir des données de

production des installations PV de hassler energia alternativa ag (en résolution quotidienne) et fixée à 0.6.

### Détecter la présence de neige fraîche

Détecter la présence de neige fraîche

L'évènement «neige fraîche» est calculé en appliquant la formule suivante:

$$Neige\ fraîche = ALB(t) - ALB(t - 1) > NS$$

Si l'albédo du jour précédent ( $ALB(t-1)$ ) augmente d'une certaine valeur (NS), on considère que de la neige fraîche est tombée. La valeur NS est calculée individuellement pour chaque commune à partir des valeurs de l'albédo ( $ALB_{MAX}$  et  $ALB_{MIN}$ ). La pondération de 0.05 est déterminée sur la base des données de mesure des installations PV.

$$NS = 0.05 * (ALB_{MAX} - ALB_{MIN})$$

### La neige glisse ou fond

La neige glisse

La formule suivante permet de déterminer quand la neige glisse à la surface de l'installation PV ou quand elle fond. Le calcul se fait individuellement pour chaque commune:

$$S_{rutsch} = [A * (T_{ABS} - T_{GRENZ}) * ] * \sin(inclinaison)$$

pour

$$T_{ABS} > T_{GRENZ}$$

On détermine donc quand la neige glisse des modules en fonction de la température extérieure moyenne quotidienne et de l'angle d'inclinaison de l'installation PV. Pour ce faire, on utilise une valeur limite à partir de laquelle la température extérieure exerce une influence.

$$\_ T_{GRENZ} = 0^{\circ}C$$

La température extérieure moyenne quotidienne a donc seulement une pertinence lorsque la température extérieure dépasse  $0^{\circ}C$ . On prend également en compte le sinus de l'angle d'inclinaison de l'installation. Sur les toitures plates, la neige glisse donc plus lentement que sur les toits fortement inclinés.

### Différentiation

Inclinaison supérieure à  $70^{\circ}$

On différencie plusieurs cas en fonction de l'inclinaison du toit:

- \_ Les toits dont l'inclinaison est supérieure ou égale à  $70^{\circ}$  et les façades ne sont pas affectés par l'enneigement.
- \_ Pour les toits dont l'inclinaison est inférieure à  $70^{\circ}$ , la présence de neige est évaluée en appliquant la méthode décrite plus haut.

Mise en œuvre	<p><b>Application</b></p> <p>Le modèle d'enneigement est appliqué comme suit:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>_ Un dépassement de la valeur limite de l'albédo (<math>ALB_{GRENZ}</math>) signifie qu'il y a de la neige sur l'installation PV et la production est fixée à 0.</li><li>_ Si la valeur <math>S_{rutsch}</math> est supérieure à 1 pendant une journée, on considère qu'il n'y a plus de neige sur les modules jusqu'à ce que de la neige fraîche soit détectée et que l'albédo dépasse sa valeur limite.</li></ul>
Étalonnage	<p>Afin d'obtenir une estimation aussi réaliste que possible de la production d'énergie, le modèle d'enneigement est également étalonné à l'aide des données RPC, la procédure étant la suivante:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Des données de production sont calculées pour les installations RPC en appliquant la procédure décrite.</li><li>2. Ces résultats sont comparés avec les données mensuelles effectivement mesurées.</li><li>3. Des facteurs de correction mensuels sont formés pour les écarts dans les mois d'hiver. Pour les facteurs de correction, on distingue les installations sur toitures plates (inclinaison jusqu'à 9°), les installations sur toitures inclinées (inclinaison de 10° à 69°) et les installations sur toitures très inclinées ou en façade.</li></ol> <p>Ces corrections garantissent que les données de production mentionnées dans la présente étude correspondent aux données RPC effectivement mesurées.</p>
Validation	<p><b>Validation du modèle d'enneigement</b></p> <p>La validation du modèle d'enneigement est présentée au chapitre 8.1. De manière générale, on peut dire que les données de production calculées correspondent, dans leur ensemble et de manière assez précise, aux données de production attendues pour les scénarios. Les écarts peuvent toutefois être très importants lorsque l'on considère les installations individuelles.</p>
Surfaces disponibles	<p><b>6.4 Définition de scénarios</b></p> <p><i>Toit solaire</i> et <i>Façade au soleil</i> incluent pratiquement toutes les surfaces de bâtiments en Suisse. La méthode d'e4plus AG exclut les surfaces moins bien adaptées de sorte qu'il ne reste que les façades affichant une valeur de rayonnement supérieur à 600 kWh/m<sup>2</sup>/an et les surfaces de toit classées dans les catégories «bonne, très bonne et excellente». La présente étude s'appuie sur la présélection de ces surfaces. Il est donc possible que la puissance PV installée sur un projet donné soit plus élevée que ce que les présentes suppositions désigneraient comme possible.</p>
Présélection détaillée en annexe 1	<p>Le schéma «Sélection des toits et des façades selon le modèle d'e4plus» à l'annexe 1 montre quelles surfaces provenant de <i>Toit solaire</i> sont utilisées pour la suite des calculs. En bref, on peut décrire la sélection de la manière suivante:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>_ Uniquement les surfaces de toit de plus de 10 m<sup>2</sup> et les surfaces de façade de plus de 20 m<sup>2</sup>.</li></ul>

- \_ Pour les toits: uniquement les surfaces dont l'aptitude est jugée «bonne», «très bonne» ou «excellente»; pour les façades: également les surfaces dont l'aptitude est jugée «moyenne».
- \_ En fonction de leur nature, toutes les surfaces sont multipliées par un préfacteur compris entre 0.45 et 0.8 afin de laisser une certaine liberté pour les contraintes pratiques du montage des installations PV.

Les potentiels pris en compte de 50 TWh pour les toits et de 17 TWh pour les façades s'appuient donc sur un total de surfaces de toit et de façade qui a déjà été réduit en fonction d'aspects pratiques.

#### Définition de catégories

Différents scénarios sont élaborés afin de déterminer la production d'électricité hivernale des installations photovoltaïques. Dans chacun d'eux, on détermine, parmi les 98'412 installations de référence, lesquelles sont mises en œuvre avec quelle puissance. Pour faciliter l'élaboration des scénarios, les 98'412 installations de référence sont réparties en 108 catégories. Celles-ci regroupent les communes sans s'intéresser aux différentes orientations et inclinaisons, mais distinguent les communes selon qu'elles se trouvent au-dessus ou au-dessous de 800 m d'altitude. Après prise en compte de la présélection décrite ci-dessus, les communes situées au-dessus de 800 m d'altitude représentent 15% du potentiel énergétique PV en Suisse. Le nombre de catégories est donc égal à 6 orientations multipliées par 9 types d'inclinaison multipliés par 2 altitudes, soit un total de 108.

#### Trois scénarios principaux

Dans le contexte de la formation des scénarios ci-dessous, on définit quelles catégories parmi le total de 108 doivent contribuer au scénario avec quel pourcentage de leur potentiel. On examine ici les trois scénarios suivants ainsi que des variantes (considérations individuelles):

- \_ **Scénario 1** «Expansion PV comme avant (ZWB)»: calcul de la part réelle de l'électricité PV hivernale et extrapolation de l'électricité PV hivernale pour le potentiel de rendement de 30 TWh.
- \_ **Scénario 2** «Potentiel PV hivernal maximum (MWP)»: seules les surfaces les mieux adaptées pour produire de l'électricité hivernale sont prises en compte.
- \_ **Scénario 3** «Incitations PV hivernal (AWS)»: extrapolation de l'électricité PV hivernale en supposant des programmes d'encouragement spécifiques pour l'électricité PV hivernale.
- \_ **Variantes**: considération de différentes variantes supplémentaires, telles que «uniquement les façades orientées sud», «uniquement les toitures plates» ou «uniquement les toits en pente».

#### 6.4.1 Scénario 1: expansion PV comme avant (ZWB)

La part actuelle de l'électricité PV hivernale est calculée avec la méthode suivante:

1. La puissance photovoltaïque installée à fin 2017, information provenant des statistiques: 1906 MW  
([https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/Branchen-Faktenblatt\\_SW\\_CH\\_f.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/Branchen-Faktenblatt_SW_CH_f.pdf)).
2. Estimation de la puissance PV installée en 2018: 250 MW (avis d'expert Swissolar, basé sur des discussions d'experts. Les chiffres correspondants ne sont pas encore disponibles).

#### Expansion PV comme avant (ZWB)

3. Calcul de la puissance PV totale: 1906 MW + 250 MW = 2156 MW.
4. Identification des sites, de l'orientation et de l'inclinaison des installations déjà montées à partir des données RPC existantes. Classification de ces installations conformément aux catégories de la présente étude.
5. Extrapolation des installations RPC pour 30 TWh. Les catégories d'installation qui dépassent 100% du potentiel dans cette extrapolation sont limitées à 100% du potentiel. Le manque de puissance qui en résulte est réparti proportionnellement entre les catégories dont le potentiel n'est pas encore épuisé.
6. Définition des profils de production.

#### 6.4.2 Scénario 2: potentiel PV hivernal maximum (MWP)

Potentiel PV hivernal maximum (MWP)

Le potentiel PV hivernal maximum est calculé de la manière suivante:

1. Les 108 catégories sont classées en fonction de leur production PV hivernale spécifique maximale (production d'énergie par mètre carré en hiver).
2. La sélection de catégories se fait jusqu'à ce que la somme des productions dépasse 30 TWh.
3. Les profils de production sont définis et corrigés pour atteindre exactement 30 TWh.

#### 6.4.3 Scénario 3: incitations PV hivernal (AWS)

Incitations PV hivernal (AWS)

Ce scénario est, d'une part, réaliste et, d'autre part, optimisé pour la production d'électricité hivernale. Les installations PV sont généralement montées sur les surfaces où elles le seraient même sans incitations spécifiques pour produire de l'électricité hivernale. On suppose toutefois un déplacement de l'expansion effectivement réalisée: les surfaces adaptées pour l'électricité hivernale (p. ex. les toits fortement inclinés et orientés sud) sont davantage utilisées que les surfaces moins adaptées à l'électricité hivernale (p. ex. les toits plus faiblement inclinés). Les surfaces inadaptées pour l'électricité hivernale (p. ex. les toits orientés nord et les façades orientées est ou ouest) ne sont pas du tout prises en compte par ce scénario.

Justification du choix des surfaces

Le choix des surfaces peut être décrit et justifié comme suit:

- \_ Les installations photovoltaïques sur toiture plate fournissent surtout de l'électricité hivernale lorsqu'elles sont sur châssis et orientées vers le sud, raison pour laquelle toutes les installations PV sur une surface avec une inclinaison < 10° sont montées sur châssis incliné de 25° et orienté vers le sud-est ou le sud-ouest en fonction de la disposition du bâtiment.
- \_ Les toits fortement inclinés sont mieux adaptés pour produire de l'électricité hivernale que les toits à faible inclinaison. C'est pourquoi les premiers sont, en proportion, utilisés deux fois plus que les deuxièmes. Avec une utilisation de près de 70% des capacités, les toits fortement inclinés et les toitures plates représentent donc la catégorie dont le potentiel est le mieux exploité.
- \_ La production d'énergie des façades est fixée à 3 TWh, soit à environ 10% de la production totale, ce qui signifie qu'environ 15% de leur potentiel est exploité. Un scénario prévoyant encore plus d'électricité hivernale devrait principalement miser encore davantage sur les installations en façade.

#### 6.4.4 Variantes et considérations individuelles

Variantes

Les cas de figure suivants sont également pris en considération:

- \_ Uniquement les installations en façade
- \_ Uniquement les installations en toiture
- \_ Uniquement les installations sur toit incliné à > 20°
- \_ Uniquement les installations orientées sud-est à sud-ouest
- \_ Les installations au-dessus de 800 m d'altitude
- \_ Les installations en dessous de 800 m d'altitude
- \_ Répartition homogène des installations dans toutes les catégories
- \_ Les installations affichant la production spécifique annuelle la plus élevée

#### 6.5 Comparaison des scénarios principaux

La production d'énergie de tous les scénarios principaux s'élève à 30 TWh. En fonction du scénario, les installations photovoltaïques sont toutefois montées sur différents types de surface. Les Ill. 4 et Ill. 6 présentent quelles surfaces sont utilisées pour les différents scénarios.

Des catégories pas toujours comparables

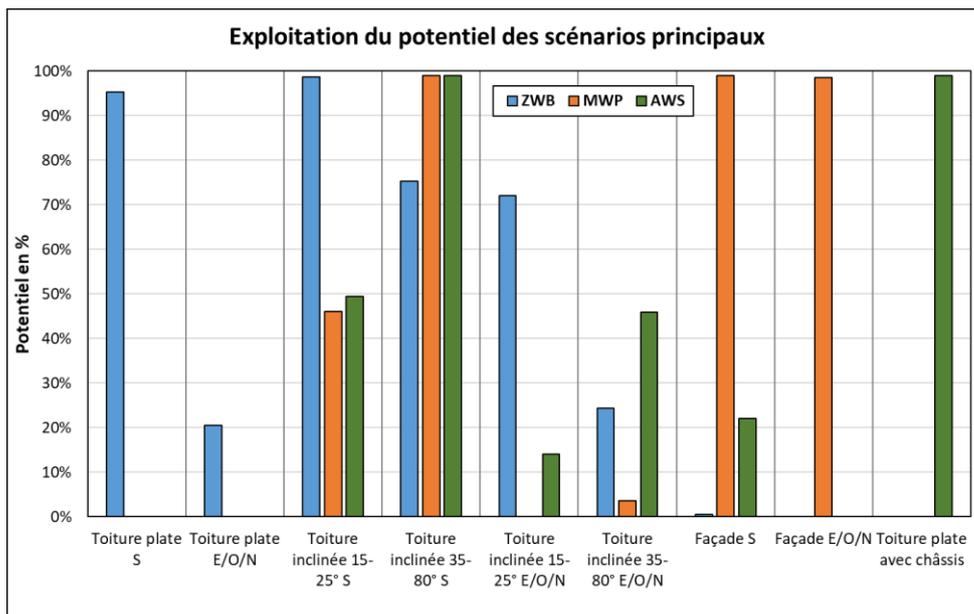
Il convient toutefois de noter qu'on ignore, dans le scénario «Expansion PV comme avant», si les installations PV inclinées sont montées sur un toit incliné ou sur une toiture plate avec châssis incliné. La catégorie «Sur châssis sur toiture plate» reste ainsi vide, tandis que les catégories «Sur toit incliné» contiennent un trop grand nombre d'installations. Les figures ne montrent donc pas clairement l'ampleur du changement de paradigme entre ZWB et AWS.

L'orientation des toitures plates n'est jamais clairement définie. *Toit solaire* attribue pourtant une orientation nord à la plupart d'entre elles, ce qui laisse penser que le potentiel des toitures plates orientées sud est entièrement exploité alors que ce n'est pas le cas dans la réalité.

Comparaison des trois scénarios principaux

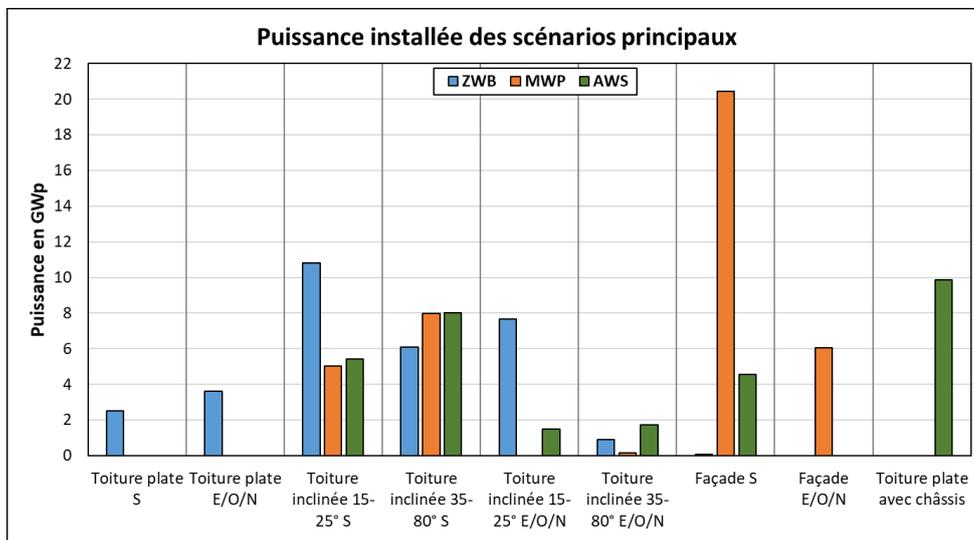
En termes de surfaces utilisées, les trois scénarios peuvent être caractérisés comme suit:

- \_ **Scénario 1** «Expansion PV comme avant (ZWB)»: la majorité des installations PV sont montées sur des toits modérément inclinés et sur châssis sur toiture plate. Les installations PV sur châssis peu incliné sur toiture plate représentent à peine 20% de toutes les installations et les installations sur toit fortement incliné bien 20%. Les installations en façade sont presque inexistantes.
- \_ **Scénario 2** «Potentiel PV hivernal maximum (MWP)»: un peu plus de la moitié de la production d'énergie provient d'installations en façade et le reste de toits à inclinaison modérée ou forte. Les toitures plates ne sont pas utilisées du tout.
- \_ **Scénario 3** «Incitations PV hivernal (AWS)»: contrairement au scénario ZWB, les installations sont montées ici sur châssis sur toiture plate. Les toits fortement inclinés sont utilisés environ 30% plus souvent que dans le scénario ZWB et les façades représentent environ 15% de la production totale.

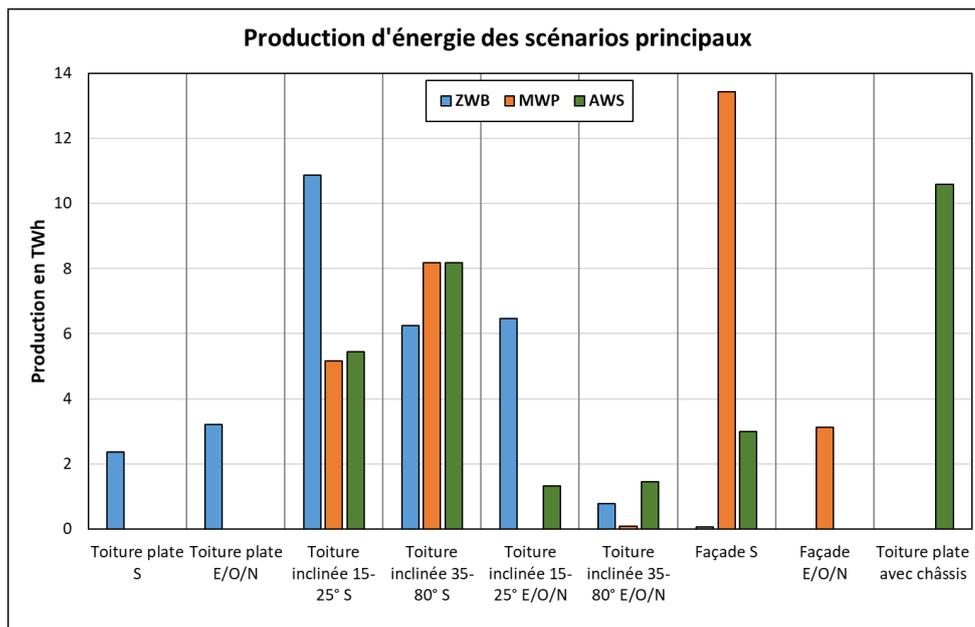


**III. 4. Proportion de surfaces utilisées dans le potentiel total pour les différents scénarios principaux. Étant donné que *Toit solaire* classe la plupart des toitures plates dans la catégorie «orientation nord» (ici la catégorie «Toiture plate E/O/N»), le potentiel de la catégorie «Toiture plate S» semble mieux exploité qu’il ne l’est en réalité.**

Le Tab. 9 en annexe 2 présente, pour chaque catégorie d’installation de l’III. 4, le potentiel énergétique individuel et la puissance maximale pouvant être installée.



**III. 5. Part des différentes surfaces dans la puissance des scénarios principaux. Étant donné qu’il n’est pas possible de clairement affecter les surfaces du scénario ZWB, la comparaison des valeurs reste limitée.**



**III. 6. Production des différentes surfaces des scénarios principaux. Étant donné qu'il n'est pas possible de clairement affecter les surfaces du scénario ZWB, la comparaison des valeurs reste limitée.**

## 6.6 Coûts

Différentes catégories sont définies afin de considérer l'aspect économique des installations. On part ici de l'hypothèse de base qu'une puissance PV de 1 kWp coûte CHF 1200 pour la catégorie d'installation la moins chère (toiture inclinée, altitude plus basse), ce qui se situe dans la moyenne inférieure des installations photovoltaïques en place actuellement, toutes catégories confondues. Ce prix peut être considéré comme une estimation prudente pour les 30 prochaines années. Il correspond aussi à un prix moyen indiqué pour le photovoltaïque dans la mise à jour de l'étude PSI «Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies» (p. ex.: coût pour une installation PV de 30 kWp en 2035 ou coût moyen déjà valable aujourd'hui pour une installation PV de 100 à 1000 kWp). L'estimation des coûts ne tient pas compte de l'exploitation, de l'entretien, ni des intérêts. Les calculs s'appuient sur les suppléments de prix suivants pour les autres catégories:

Modèle économique

Catégorie	Supplément de prix	Justification
Toiture inclinée à une altitude < 800 m	0%	Catégorie d'installation la moins chère
Toiture plate, est-ouest, altitude < 800 m	5%	Légèrement plus chère à cause du matériel supplémentaire
Toiture plate, installation sur châssis, altitude < 800 m	10%	Matériel supplémentaire nécessaire
Façade à une altitude < 800 m	20%	Hypothèse
Installations à une altitude > 800 m (en plus)	10%	Supplément pour région montagneuse*

**Tab. 2** Modèle économique pour les installations PV

\* Supplément pour région montagneuse: on suppose un surcoût d'environ 10% pour trois raisons: a) charges de vent et de neige plus élevées, b) projets en moyenne plus petits, c) trajets plus longs et concurrence plus faible sur le marché.

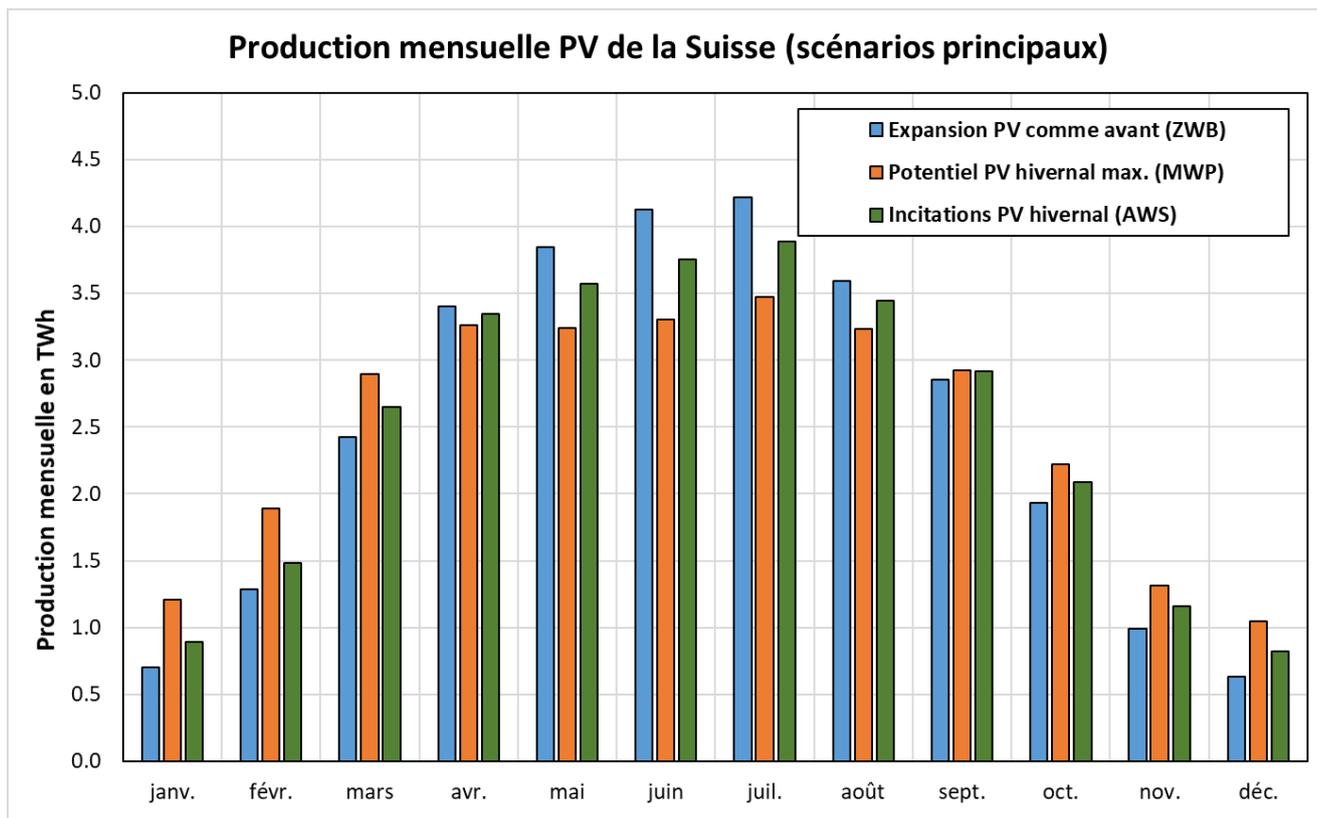
Le cas particulier des façades

Il n'est pas possible d'apporter une réponse claire concernant les coûts des installations PV en façade. On sait qu'ils sont généralement beaucoup plus élevés que ceux d'une installation en toiture, mais ces systèmes impliquent, dans la plupart des cas, des effets de synergie par rapport à une façade conventionnelle. Il est donc possible qu'une façade solaire soit même parfois moins chère qu'une façade conventionnelle ultramoderne. La présente étude suppose ainsi un surcoût d'environ 20% par rapport à une installation en toiture, synergies incluses.

## 7. Résultats

### 7.1 Scénarios principaux

L'III. 7 montre la production d'énergie mensuelle des trois scénarios principaux. Il y apparaît clairement que le potentiel réel d'électricité hivernale (scénario MWP) est supérieur à la production des installations PV actuelles (ZWB). Ce scénario s'appuie cependant, en grande partie, sur des installations en façade, de sorte qu'il ne peut pas être considéré comme réaliste. Dans le scénario AWS, la production sur le semestre d'hiver est supérieur d'environ 14% à celui du scénario ZWB.



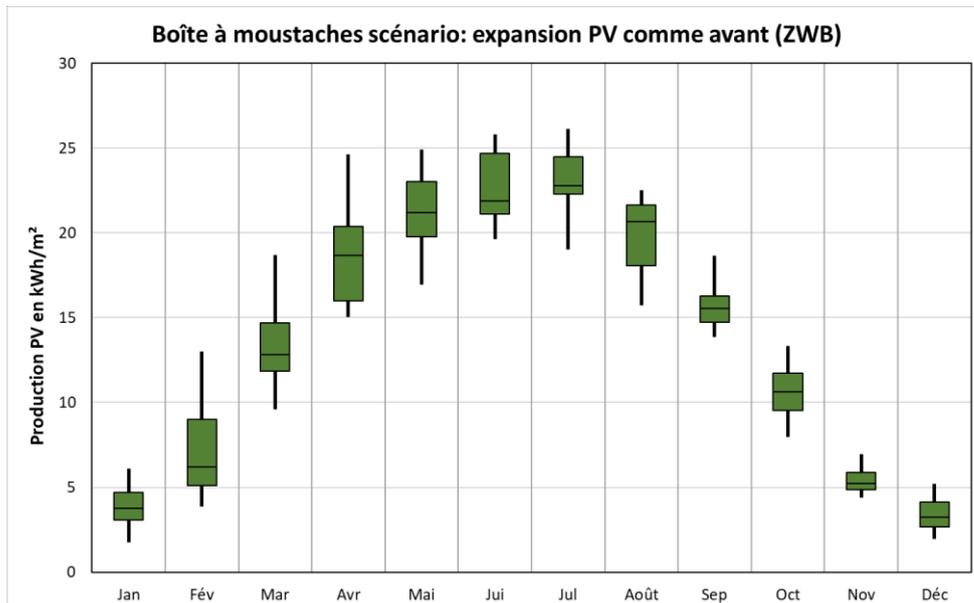
III. 7. Production mensuelle pour trois scénarios.

Le Tab. 3 offre une autre représentation des résultats de l'étude.

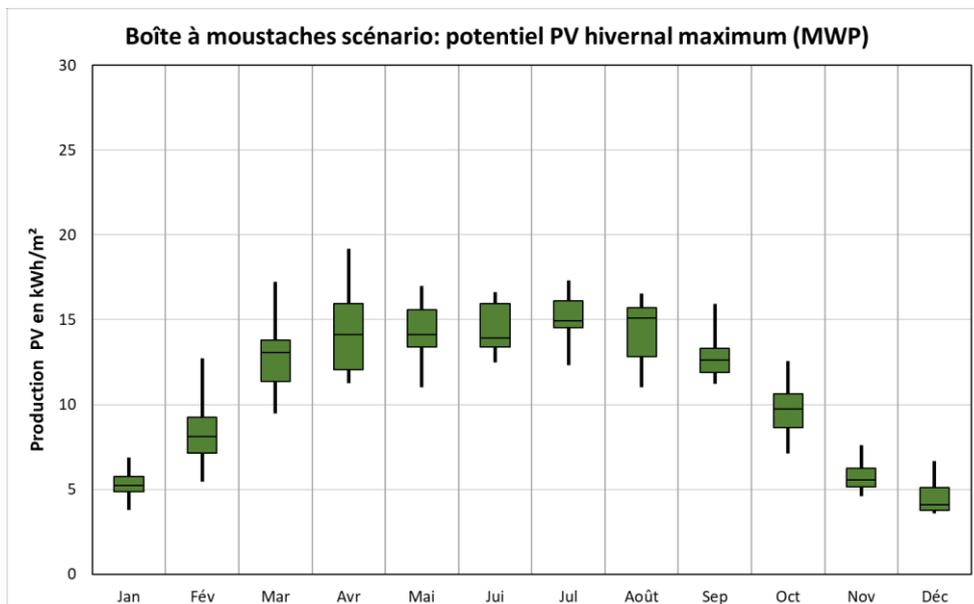
Scénario principal	Production annuelle	Production semestre d'hiver	Production jan./fév./déc.	Puissance installée	Production spécifique semestre d'hiver	Production spécifique jan./fév./déc.	Coûts
	TWh	TWh	TWh	GWp	kWh/kWp	kWh/kWp	Milliards de CHF
Expansion PV comme avant (ZWB)	30	8.0	2.6	30.9	257.8	84.8	38.4
Potentiel PV hivernal maximum (MWP)	30	10.6	4.1	38.7	273.1	107.1	53.3
Incitations PV hivernal (AWS)	30	9.1	3.2	30.6	296.9	104.3	40.8

Tab. 3 Résultats des scénarios principaux.

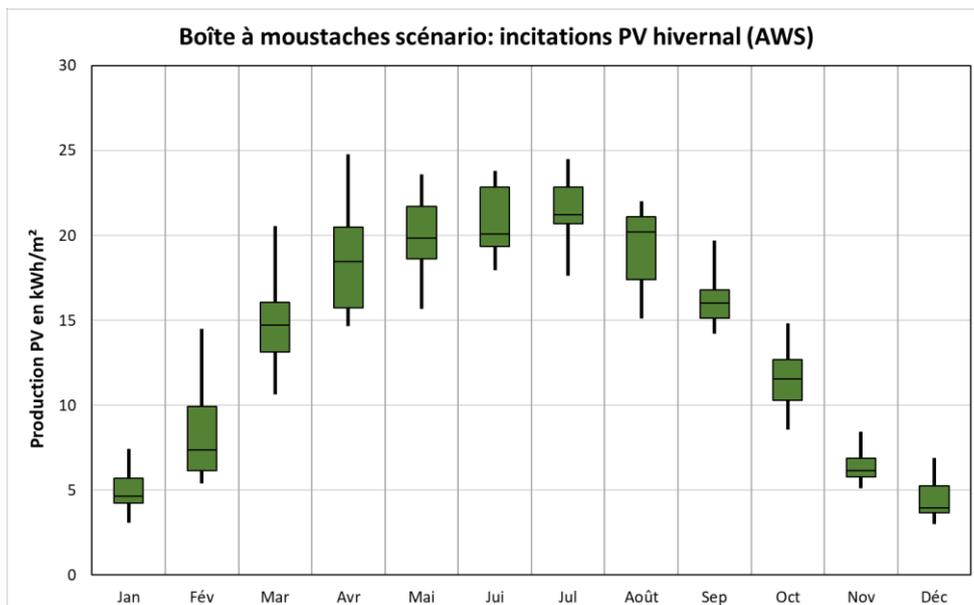
Les figures ci-dessous montrent les variations annuelles de la production PV des différents scénarios sous forme de diagrammes en boîte à moustaches (les valeurs minimales à maximales sont représentées par des segments verticaux, la plage de 25% à 75% par un rectangle, et la médiane par une ligne horizontale).



III. 8. Expansion PV comme avant (ZWB), boîte à moustache. L'étendue des valeurs est due aux fluctuations annuelles du rayonnement solaire.

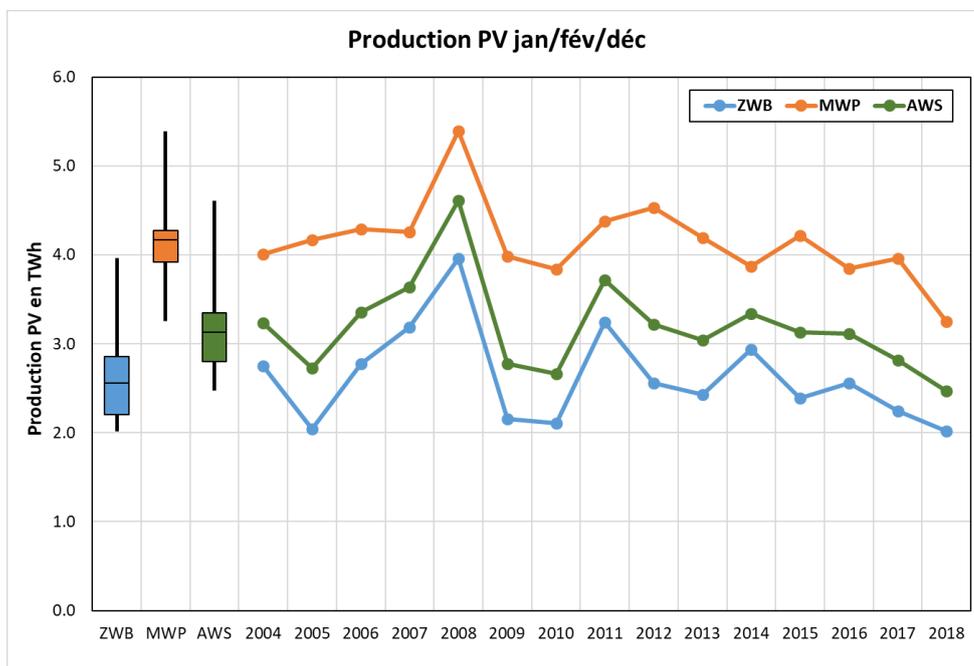


III. 9. Potentiel PV hivernal maximum (MWP), boîte à moustaches. L'étendue des valeurs est due aux fluctuations annuelles du rayonnement solaire.

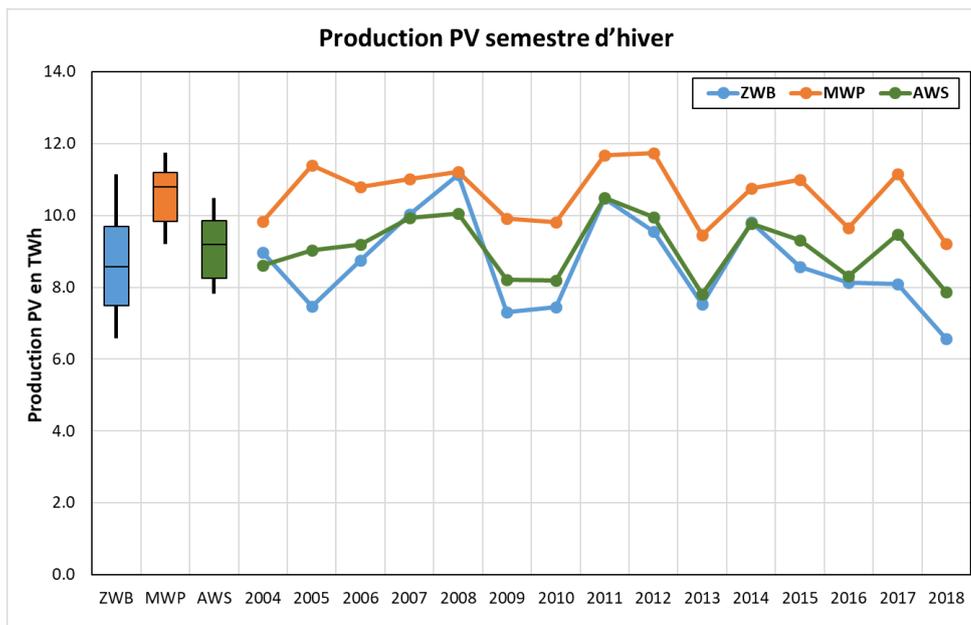


III. 10. Incitations PV hivernal (AWS), boîte à moustaches. L'étendue des valeurs est due aux fluctuations annuelles du rayonnement solaire.

L'III. 11 présente le rendement énergétique de janvier, février et décembre, c'est-à-dire des trois mois normalement les moins productifs. L'III. 12 illustre, elle, le rendement énergétique du semestre d'hiver Il apparaît clairement que la différence entre les «bons» et les «mauvais» hivers n'est pas très importante.



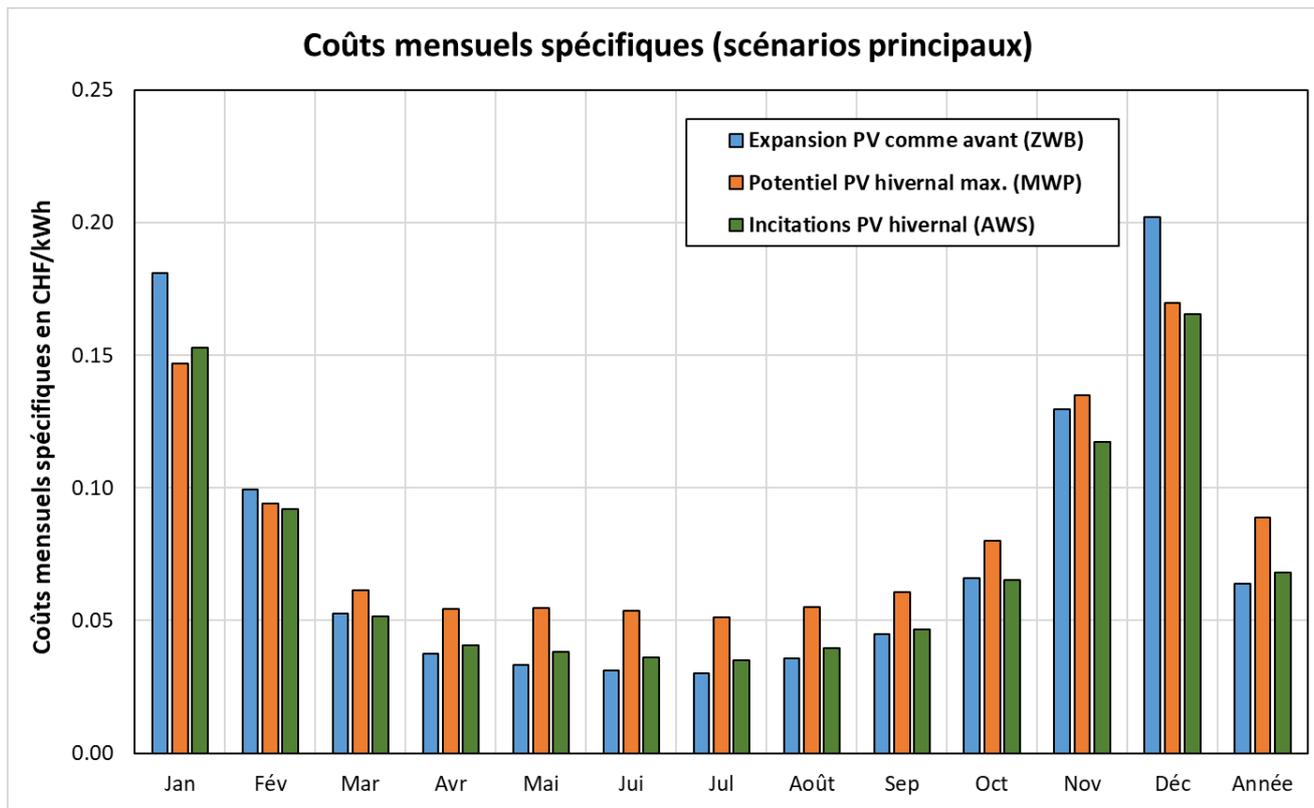
III. 11. Production PV des mois de janvier, février et décembre (total) des années 2004 à 2018.



III. 12. Production PV du semestre d'hiver (total) des années 2004 à 2018.

Coût de revient de l'électricité

L'III. 13 représente le coût de revient de l'électricité des trois scénarios principaux. Le coût mensuel est calculé en affectant 1/12<sup>e</sup> des coûts de l'installation à chaque mois.



III. 13. Coût de revient mensuel de l'électricité pour les trois scénarios principaux. Hypothèse: 1/12<sup>e</sup> des coûts d'investissement est amorti chaque mois.

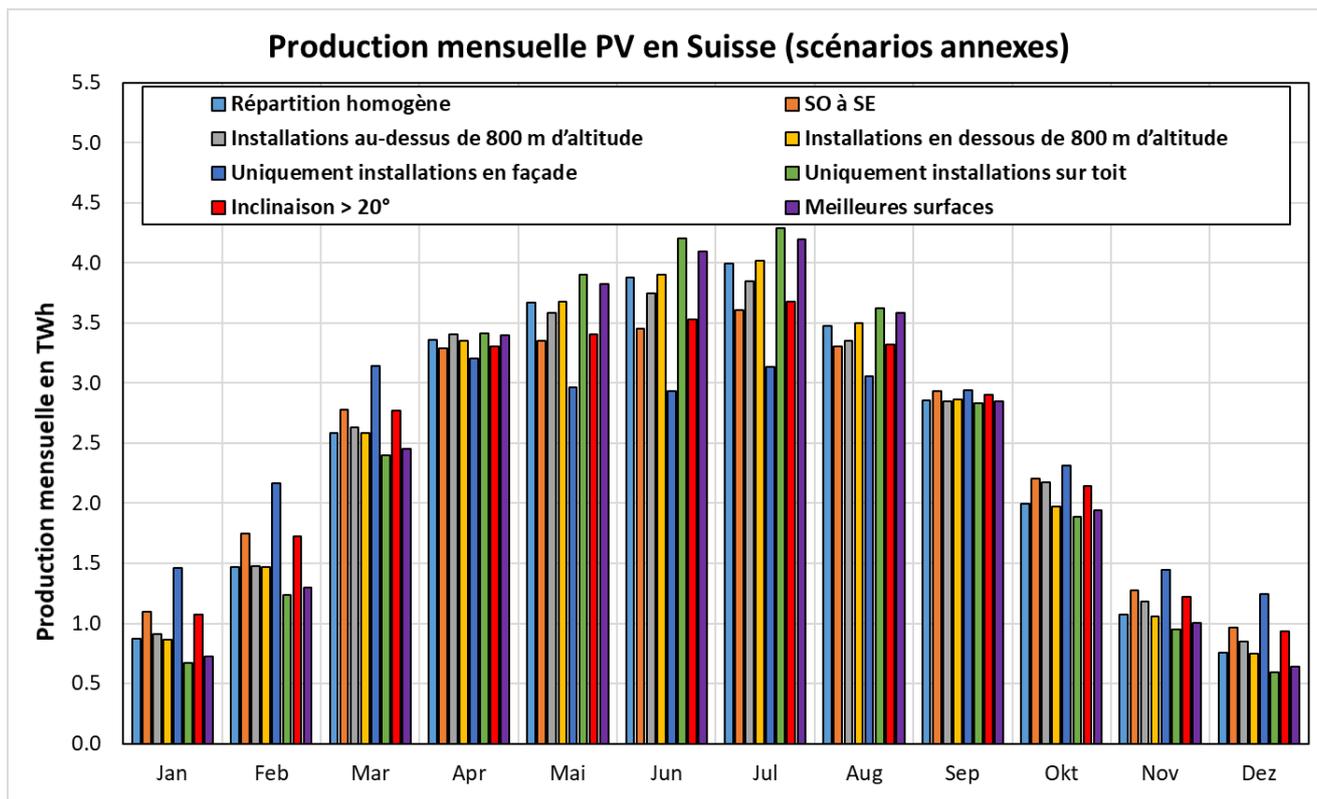
## 7.2 Scénarios annexes

En plus des scénarios principaux, divers scénarios annexes ou variantes sont comparés ci-dessous. Ces variantes ne correspondent pas à des scénarios d'expansion en tant que tels, mais évaluent plutôt la production de certaines catégories d'installations photovoltaïques. Afin de garantir une meilleure comparabilité avec les scénarios principaux, chaque variante suppose une production annuelle de 30 TWh, même lorsque le potentiel d'un scénario donné n'est pas capable de la fournir (p. ex. les installations au-dessus de 800 m d'altitude).

Description des scénarios annexes

Les scénarios annexes suivants sont envisagés:

- \_ Répartition homogène des installations entre toutes les catégories: dans chaque catégorie, les surfaces disponibles sont utilisées à environ 45% pour le PV, ce dont il résulte une production d'électricité de 30 TWh.
- \_ Uniquement les installations orientées sud-est à sud-ouest: toutes les surfaces de toit et de façade orientées sud-est à sud-ouest sont utilisées selon un même pourcentage; les autres surfaces ne sont pas utilisées.
- \_ Installations au-dessus de 800 m d'altitude: toutes les surfaces des bâtiments situés à plus de 800 m d'altitude sont utilisées. L'hypothèse prévoit même de les surexploiter afin que la production atteigne 30 TWh.
- \_ Installations en dessous de 800 m d'altitude: toutes les surfaces des bâtiments situés à moins de 800 m d'altitude sont utilisées.
- \_ Uniquement les installations en façade: toutes les surfaces en façade sont utilisées. Le potentiel des façades n'étant que de 17 TWh, ces surfaces sont également surexploitées.
- \_ Uniquement les installations sur toit: seules les surfaces de toit sont utilisées; les surfaces en façade ne sont pas exploitées.
- \_ Uniquement les installations avec un angle d'inclinaison > 20°: ne sont utilisées ici que les surfaces de toit dont l'angle d'inclinaison est supérieur à 20° et les surfaces de façade.
- \_ Les surfaces avec une production spécifique maximale: sont utilisées ici les surfaces présentant une production annuelle maximale. Par conséquent, les surfaces en façade, en particulier, ne sont pas exploitées ici. Ce scénario correspond à l'incitation classique de la RPC, puisque la production annuelle est rémunérée indépendamment du moment de la production.



III. 14. Scénarios annexes et variantes.

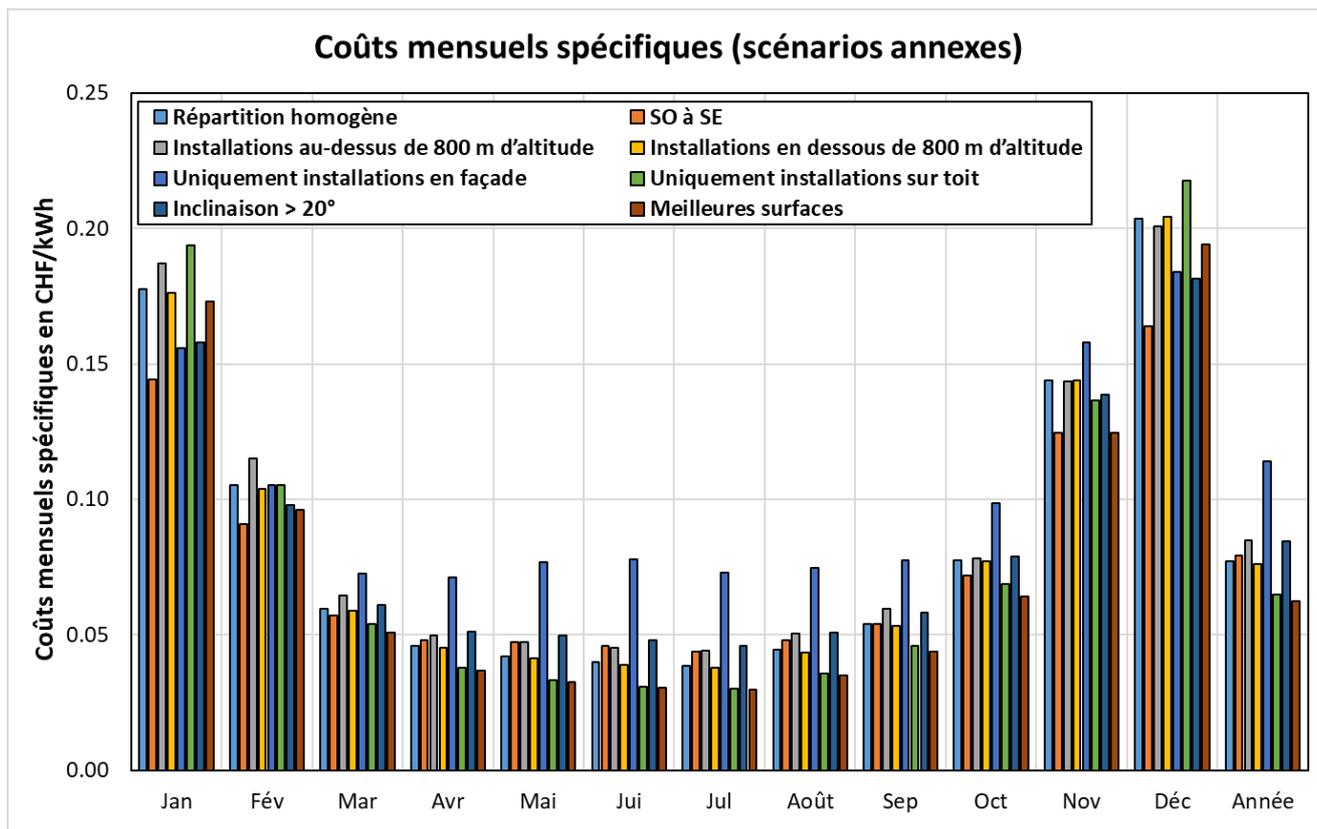
Le Tab. 4 offre une autre représentation des résultats de l'étude.

Scénario annexe	Production annuelle	Production semestre d'hiver	Production jan./fév./déc.	Puissance installée	Coûts
	TWh	TWh	TWh	GWp	Milliards de CHF
Répartition homogène des installations entre toutes les cat.	30	8.8	3.1	35.5	46.4
Uniquement les installations orientées sud-est à sud-ouest	30	10.1	3.8	35.1	47.6
Installations au-dessus de 800 m d'altitude <sup>6</sup>	30	9.2	3.2	35.7	50.0
Installations en dessous de 800 m d'altitude	30	8.7	3.1	35.4	45.7
Uniquement les installations en façade <sup>7</sup>	30	11.8	4.9	46.9	68.4
Uniquement les installations en toiture	30	7.7	2.5	31.6	39.0
Uniquement les installations avec angle d'inclinaison > 20°	30	9.9	3.7	37.7	50.8
Surfaces avec production spécifique maximale	30	8.1	2.7	30.4	37.5

Tab. 4 Résultats des scénarios annexes et des variantes.

<sup>6</sup> Potentiel maximal égal à env. 8,6 TWh

<sup>7</sup> Potentiel maximal égal à env. 16,7 TWh



III. 15. Coûts mensuels spécifiques des scénarios annexes et des variantes.

### 7.3 Le cas particulier des installations sur toiture plate

Évolution des installations sur toiture plate

Les installations sur toiture plate représentent une catégorie à part: auparavant, on montait ces modules PV sur châssis orienté sud afin de mieux exploiter leur potentiel; désormais très bon marché, ils sont aujourd'hui installés le plus à plat possible afin d'optimiser l'utilisation de la surface du toit. La production annuelle par module PV diminue ainsi d'environ 10%, mais la puissance de l'installation et donc la production totale sont presque doublés.

Production des installations sur toiture plate

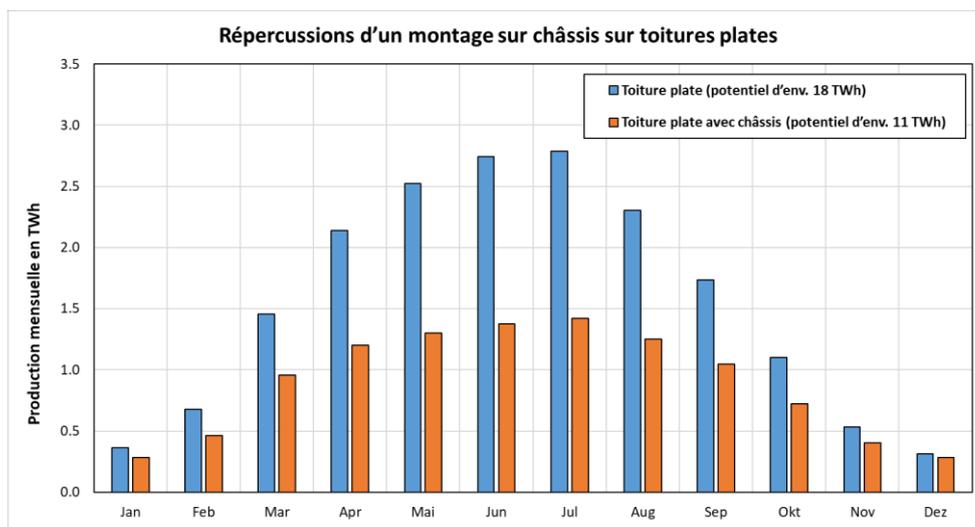
L'III. 16 présente comment évoluerait le potentiel pour la puissance PV et la production d'énergie si toutes les toitures plates en Suisse étaient occupées par des modules photovoltaïques sur châssis incliné à 25° et orienté sud-est à sud-ouest. On constate clairement que la production annuelle des installations photovoltaïques montées à plat est nettement supérieure à celle des installations sur châssis orienté sud. La production des mois d'hiver critiques est, lui, similaire pour les installations sur châssis orienté sud, et ce malgré une puissance inférieure des installations.

Avantages et inconvénients

Faut-il donc ou non monter les installations photovoltaïques sur châssis lorsqu'elles sont sur une toiture plate? D'un point de vue énergétique, la réponse est clairement «non». Sur le Plateau, il est possible de produire plus d'électricité sur une toiture plate, même en hiver, quand les modules PV sont installés le plus à plat possible, car cette solution permet d'optimiser l'exploitation du toit. Cela peut ne pas être vrai dans certains contextes météorologiques extrêmes, mais c'est bien le cas en conditions

hivernales statistiquement moyennes. Un montage sur châssis pourra être judicieux aux altitudes où il neige beaucoup.

D'un point de vue financier cependant, la réponse à cette question requiert d'examiner le système dans son ensemble et d'évaluer les possibilités de stockage. En présence de solutions de stockage à long terme bon marché (p. ex.: «power to gas»), il est également plus judicieux de monter les installations à plat, d'atteindre ainsi une meilleure production annuelle et de stocker le surplus d'électricité estival pour l'utiliser en hiver. En l'absence de système de stockage adéquat, il est intéressant d'optimiser au moins une partie de l'installation pour l'électricité hivernale, puisqu'une pénurie d'électricité en hiver justifie d'accorder une meilleure rentabilité à l'électricité produite pendant cette saison.



III. 16. La production d'énergie des installations sur toiture plate.

## 8. Validation et évaluation critique de l'étude

### 8.1 Validation du calcul de la production

Le calcul de la production se fait en trois étapes pertinentes:

1. le calcul du rayonnement solaire à la surface des modules,
2. le calcul de la production d'énergie en négligeant l'enneigement,
3. le calcul des pertes de production dues à la présence de neige.

Les méthodes de calcul sont justifiées et validées ci-dessous. Les divergences que l'on constate ici entre les différents modèles appelleraient, à vrai dire, une analyse plus approfondie. Les méthodes utilisées font toutefois appel aux valeurs de production effectives des installations RPC et peuvent donc être considérées comme proches de la réalité.

#### 8.1.1 Calcul du rayonnement solaire à la surface des modules

Modèle de Perez, équilibrage mensuel

Le rayonnement solaire à la surface des modules est calculé avec le modèle de Perez et avec les mêmes coefficients de Perez qu'utilisent *Toit solaire* et *Façade au soleil*. Comme il n'a toutefois pas été possible de calculer *a posteriori* l'ombre de proximité (cela aurait impliqué de recalculer complètement *Toit solaire* et *Façade au soleil*), les profils de rayonnement obtenus (valeurs horaires) ont été comparés avec les valeurs mensuelles de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*. Cette approche garantit que le rayonnement solaire à la surface des modules correspond, à l'échelle mensuelle, exactement aux valeurs de *Toit solaire* et *Façade au soleil*.

Observations/écarts

De manière générale, les différences entre la conversion effectuée par cette étude selon le modèle de Perez et les résultats de *Toit solaire* et de *Façade au soleil* sont relativement faibles (inférieures à 5%). Dans certains cas, en particulier pendant les mois d'hiver, les écarts peuvent cependant dépasser 100%. *Toit solaire* et *Façade au soleil* indiquent un rayonnement solaire nettement plus élevé que celui supposé sur la base du modèle de Perez. Une comparaison avec les données de production RPC (section 8.1.3) ne permet pas de confirmer ces productions hivernales élevées. Lorsqu'il y a correction en conséquence, ces chiffres sont ajustés vers le bas.

#### 8.1.2 Calcul de la production d'énergie en négligeant l'enneigement

Calcul simplifié de *Toit solaire*

*Toit solaire* et *Façade au soleil* convertissent le rayonnement solaire en appliquant un facteur de 0.17 (rendement du module PV) et 0.8 (rendement de l'installation) sur la production d'énergie.

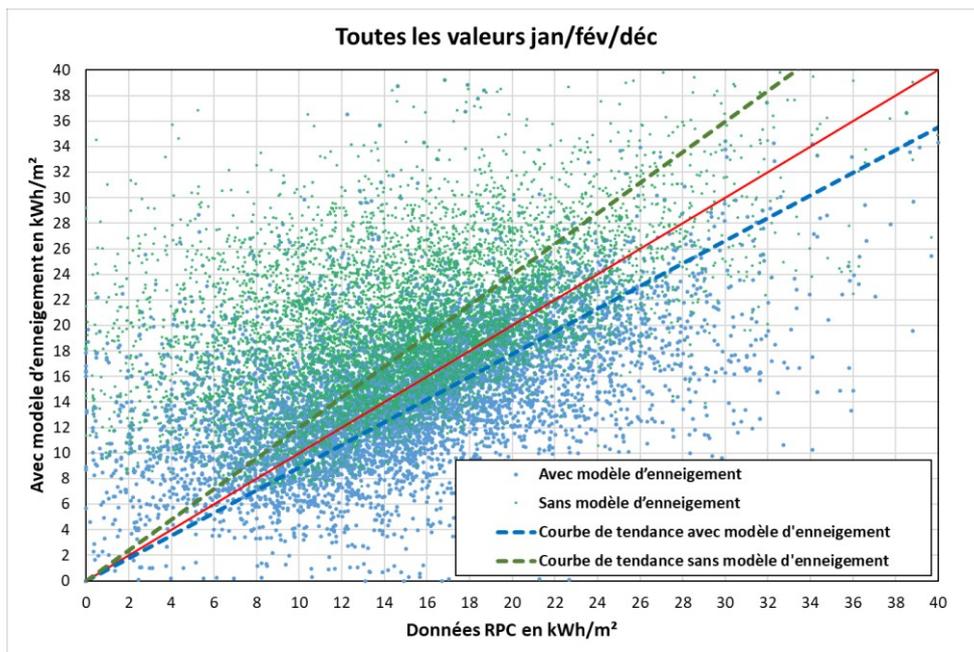
Modèle étendu

Afin de compenser les différences locales en matière de température et de luminosité (rendement à charge partielle), la présente étude a simulé individuellement la production horaire des modules PV et des onduleurs pour que ces valeurs soient néanmoins cohérentes avec celles de *Toit solaire* et de *Façade au soleil*, la production totale a été, à son tour, rapproché des valeurs de *Toit solaire* et *Façade au soleil*. À la différence de ces derniers, les variations régionales et saisonnières ont cependant été prises en compte.

Validation à partir des installations RPC

### 8.1.3 Calcul des pertes de production dues à la présence de neige

En l’absence de modèles appropriés, un modèle d’enneigement a été développé spécialement pour la présente étude. Il s’appuie toutefois sur la publication de Rob W. Andrews et Joshua M. Pearce «Prediction of Energy Effects on Photovoltaic Systems due to Snowfall Events». Le modèle est validé en utilisant les productions mensuelles disponibles pour les installations RPC. Les figures ci-dessous montrent à quel point le modèle d’enneigement de la présente étude correspond bien aux productions effectivement mesurées au niveau des installations RPC.



III. 17. Pertes de production dues à la présence de neige Ce graphique utilise les données des installations RPC, toutes inclinaisons incluses (de 0° à 90°).

Si le modèle d’enneigement n’était pas pris en compte, la méthode de l’étude surestimerait la production hivernale (décembre, janvier et février) de 34%. En appliquant le modèle d’enneigement, le taux d’erreur passe à -3%. Un facteur de correction (Tab. 5) permet de le réduire encore.

Le graphique ci-dessus montre toutefois aussi que l’écart peut être très important pour certaines installations et certains mois. Les diagrammes en boîte à moustaches des III. 19, III. 20 et III. 21 montrent les écarts types pour différentes années (toutes les installations) ou différentes installations (toutes les années).

Inclinaison	Jan.	Fév.	Mar.	Oct.	Nov.	Déc.
0-10°	1.17	1.16	0.98	1.05	1.06	1.06
15-60°	1.08	1.16	0.96	1.03	1.00	0.97
> 60°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

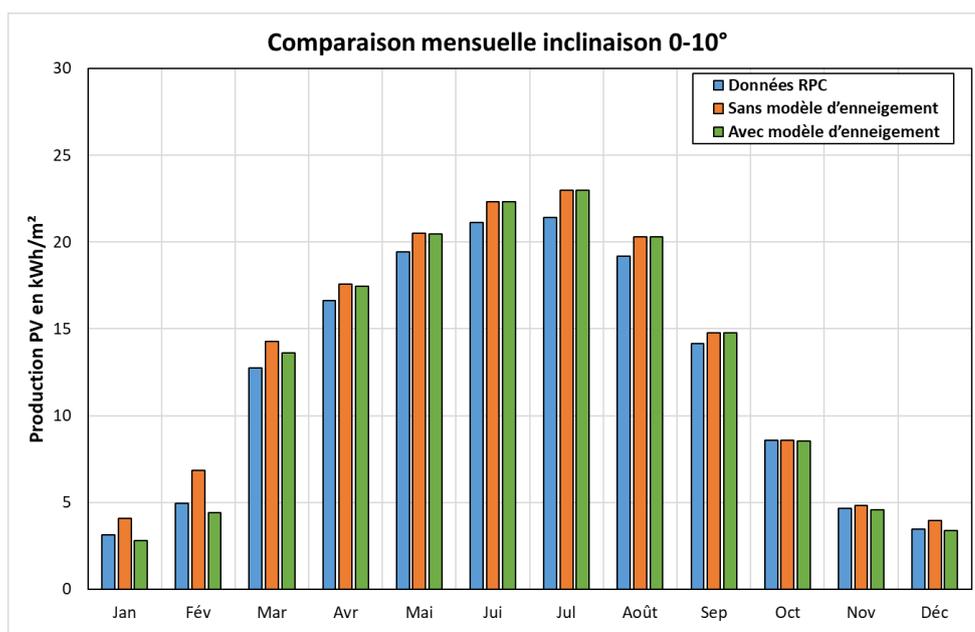
Tab. 5 Les facteurs de correction RPC

Le semestre d’été (avril-septembre) n’est pas corrigé

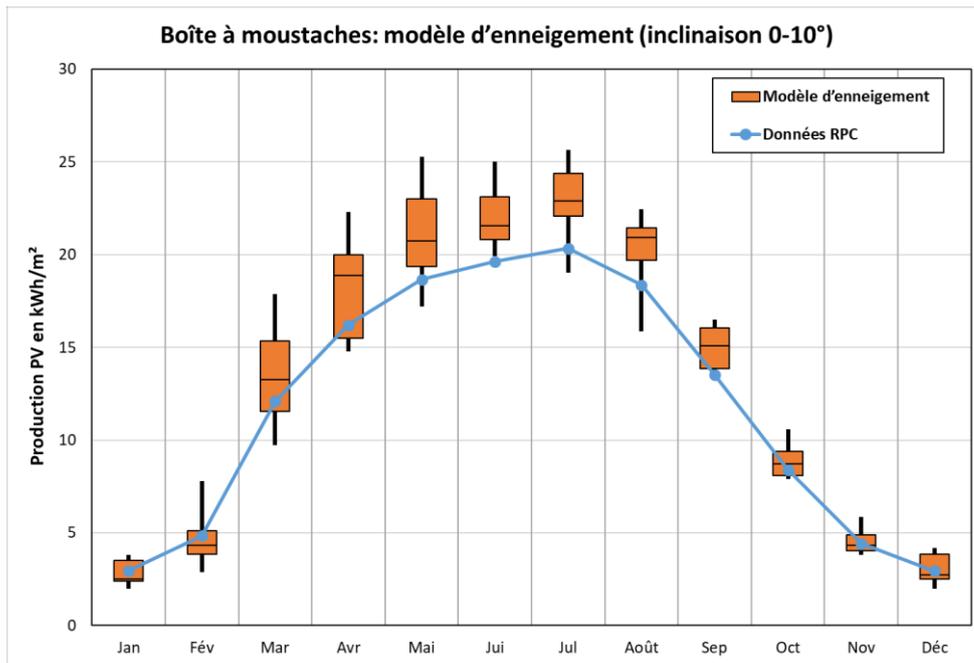
Le facteur de correction est fixé à 1.00 pour les toits fortement inclinés, d'une part, parce que les données ne permettent pas de correction (la quantité de données disponibles sur la production des toits fortement inclinés est insuffisante) et, d'autre part, parce que les pertes de production dues à la présence de neige sur les toits fortement inclinés sont considérées comme négligeables.

L'III. 18 compare les productions des installations RPC avec les pronostics de la présente étude avec et sans modèle d'enneigement. On peut justifier les écarts comme suit:

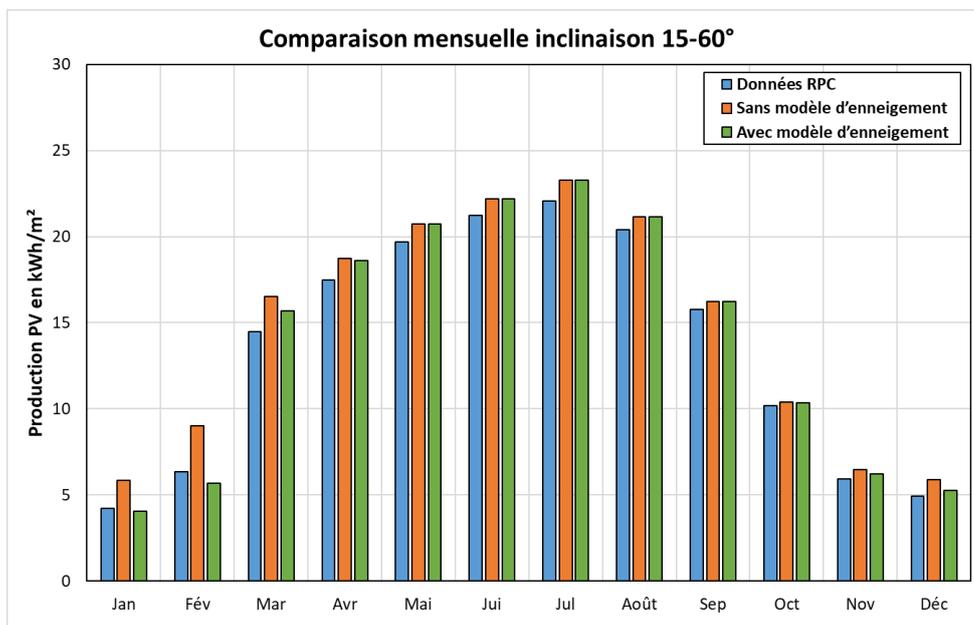
- \_ Les installations RPC peuvent avoir jusqu'à 10 ans et présentent ainsi déjà un certain degré de vieillissement. Leurs productions sont donc généralement légèrement inférieures aux pronostics.
- \_ En hiver, les écarts entre les données RPC et les prévisions sans modèle d'enneigement sont particulièrement importants, mais le modèle d'enneigement les corrige.
- \_ Les pronostics sont alignés sur les productions provenant des données RPC en tenant compte du modèle d'enneigement et des facteurs de correction.



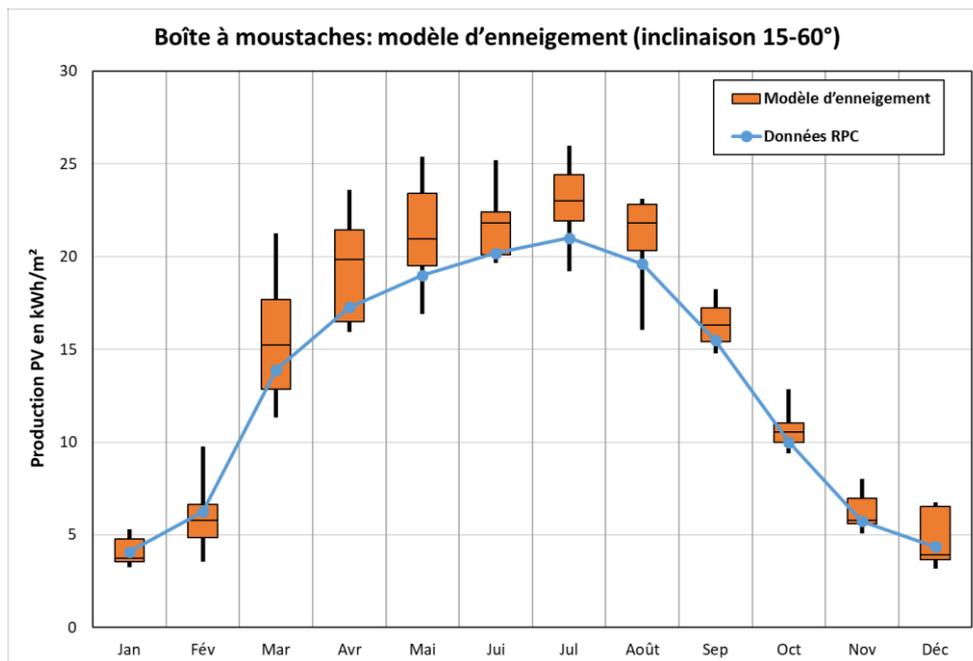
**III. 18. Productions mensuelles avec et sans modèle d'enneigement, inclinaison de 0-10°, validation avec les installations RPC.**



III. 19. Productions mensuelles du modèle d'enneigement, inclinaison de 0-10°, validation avec les installations RPC.



III. 20. Productions mensuelles avec et sans modèle d'enneigement, inclinaison de 15-60°, validation avec les installations RPC.



III. 21. Productions mensuelles du modèle d'enneigement, inclinaison de 15-60°, validation avec les installations RPC.

Limites du modèle d'enneigement

Conclusion sur le modèle d'enneigement: le modèle d'enneigement est bien adapté pour considérer l'ensemble du portefeuille d'installations, mais sa validité n'est que partielle lorsque l'on considère une installation individuelle.

Thèses

### 8.2 Incertitudes concernant l'orientation et l'inclinaison des installations

Les installations photovoltaïques ont évolué au fil du temps. Les thèses suivantes sont avancées sans pour autant quantifier les effets:

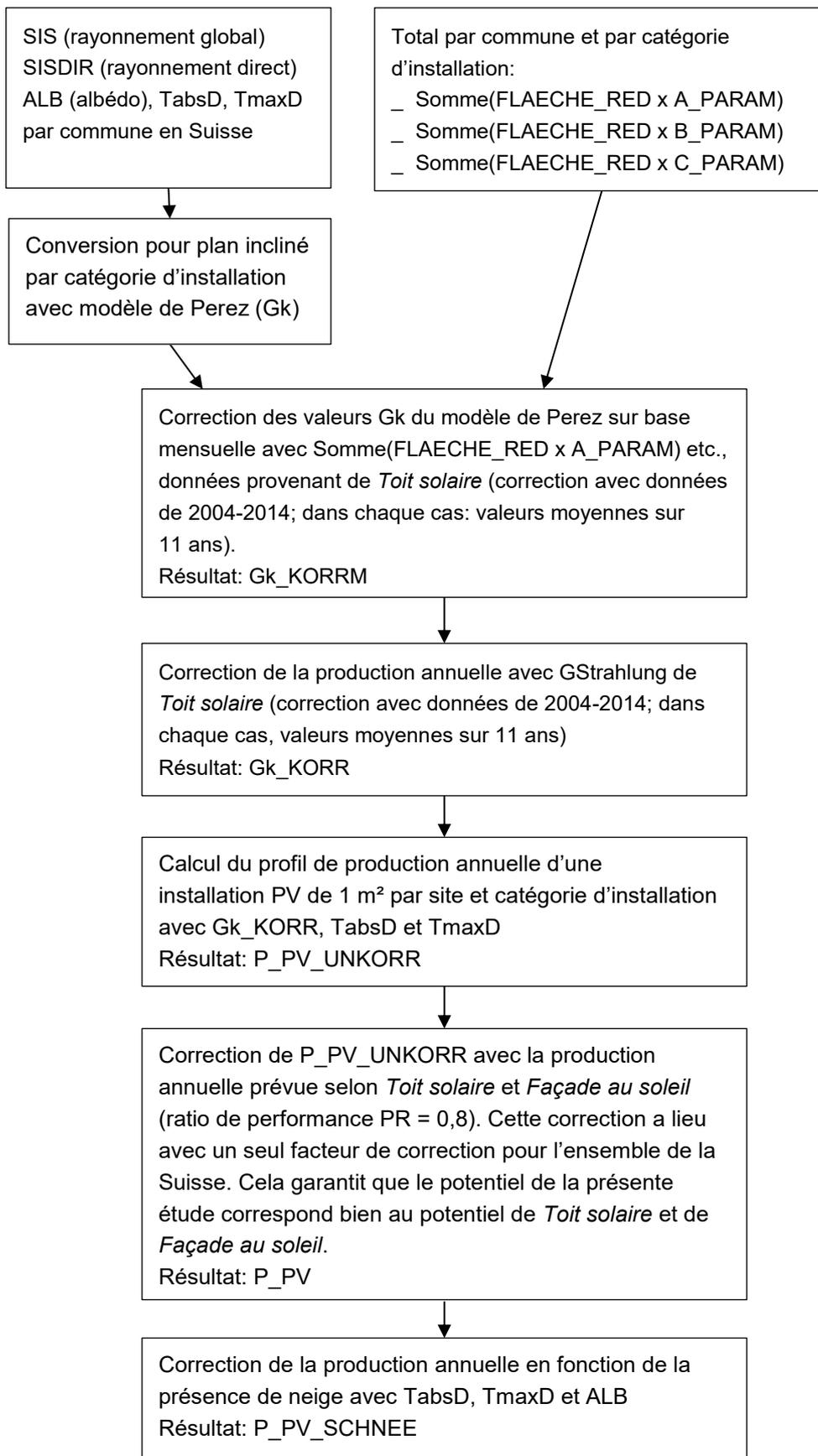
- \_ Dans une première phase (jusqu'à environ 2005), les installations photovoltaïques construites étaient principalement de petite taille et bien orientées vers le sud. Les installations sur toiture plate étaient alors fortement inclinées et orientées vers le sud afin de maximiser la production de chaque module. Ces installations sont optimales pour l'électricité hivernale.
- \_ Avec la mise en place de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), la taille des installations n'a cessé d'augmenter. Chaque kilowattheure rapportant le même montant, la production annuelle a été maximisée. Parallèlement, le prix des modules photovoltaïques a commencé à baisser fortement. Par conséquent, de plus en plus d'installations ont été montées à plat sur les toits. Ces installations offrent une production annuelle élevée, mais elles sont moins productives en hiver.
- \_ Avec l'expiration de la RPC, les installations sont de plus en plus souvent construites dans l'objectif d'optimiser la consommation propre. La production d'énergie en hiver est plus intéressante que celle de l'été. La tendance actuelle des installations photovoltaïques intégrées au bâtiment favorise les solutions montées en façade, qui sont intéressantes pour l'électricité hivernale. Dans le même temps, l'orientation est-ouest est une préférence qui continue à progresser sur les toitures plates, alors qu'elle n'est pas intéressante pour l'électricité hivernale.

---

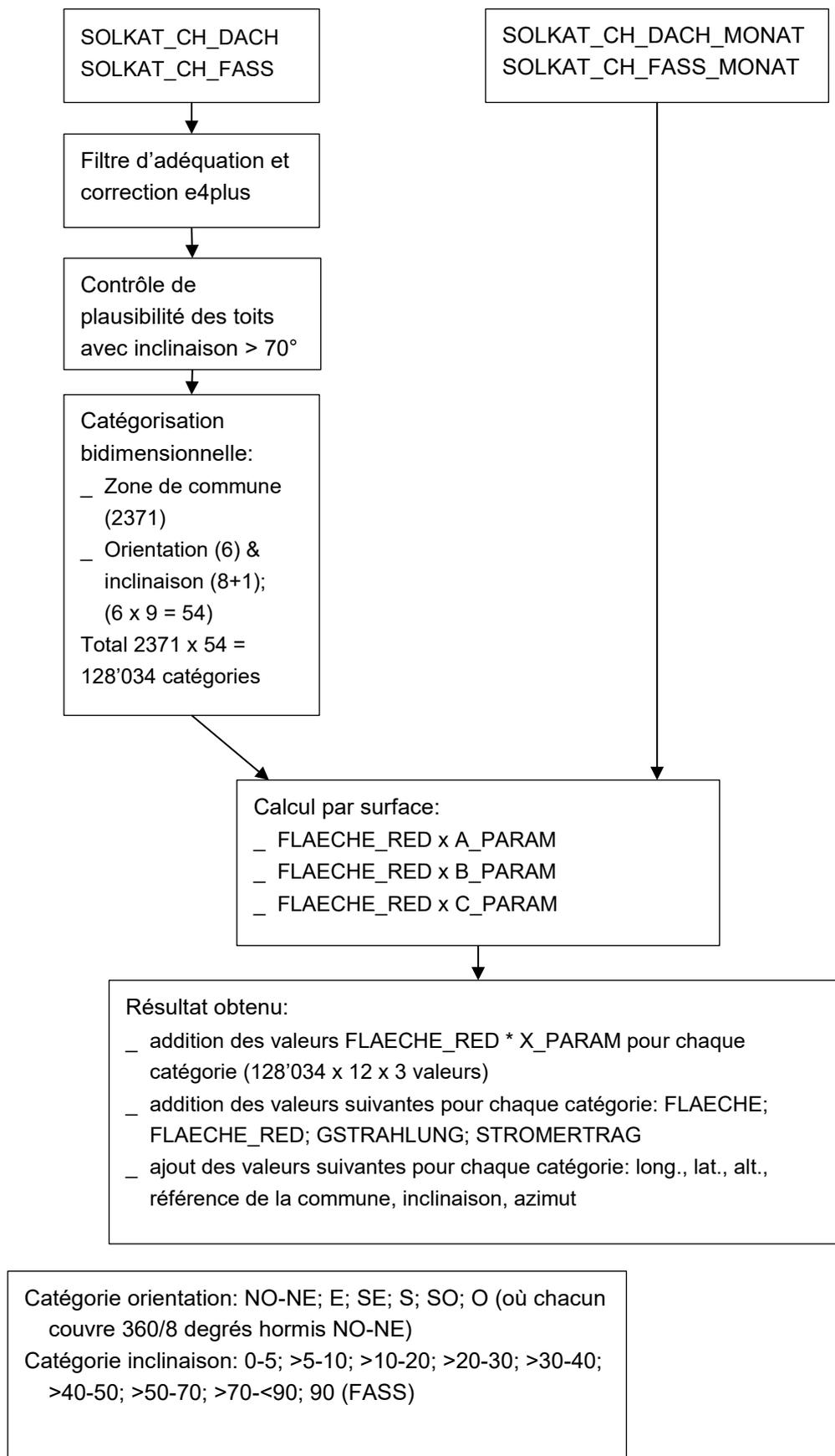
Prévisions	Où allons-nous? La présente étude suppose, pour son scénario de base, une croissance uniforme du parc actuel d'installations PV. Compte tenu des tendances décrites ci-dessus, une incertitude non négligeable est à prendre en compte. Les installations PV vont-elles être optimisées pour l'électricité hivernale même en l'absence de subventions?
Convergence des scénarios	Plus les scénarios se rapprochent du potentiel maximal des toits et des façades, plus ils se ressemblent mutuellement. Il serait, p. ex., facile de produire 1 TWh de courant solaire sur des surfaces optimisées pour l'électricité hivernale. Toutefois, si l'objectif est de produire 30 TWh de courant solaire, il va inévitablement falloir exploiter des surfaces moins bien adaptées pour l'électricité hivernale.
Fluctuations mensuelles et annuelles	<b>8.3 Incertitudes dues aux évolutions climatiques</b> Contrairement aux précipitations, l'ensoleillement annuel exprimé en kWh est relativement constant en Suisse. La différence entre une année ensoleillée et une année moins ensoleillée ne dépasse pas 10% environ. Si l'on considère le sujet à l'échelle du mois toutefois, les fluctuations sont nettement plus importantes. Ainsi un mois de janvier ensoleillé est très différent d'un mois de janvier moins ensoleillé.
L'impossibilité d'une prévision	La tendance des dernières décennies montre une nette augmentation de l'ensoleillement global annuel. Lorsque l'on considère le semestre d'hiver, les données disponibles pour la présente étude ne viennent cependant pas le confirmer (III. 11 et III. 12). Elles ne permettent pas de tirer de conclusions pour les évolutions futures.

## Annexe 1: schémas méthodologiques

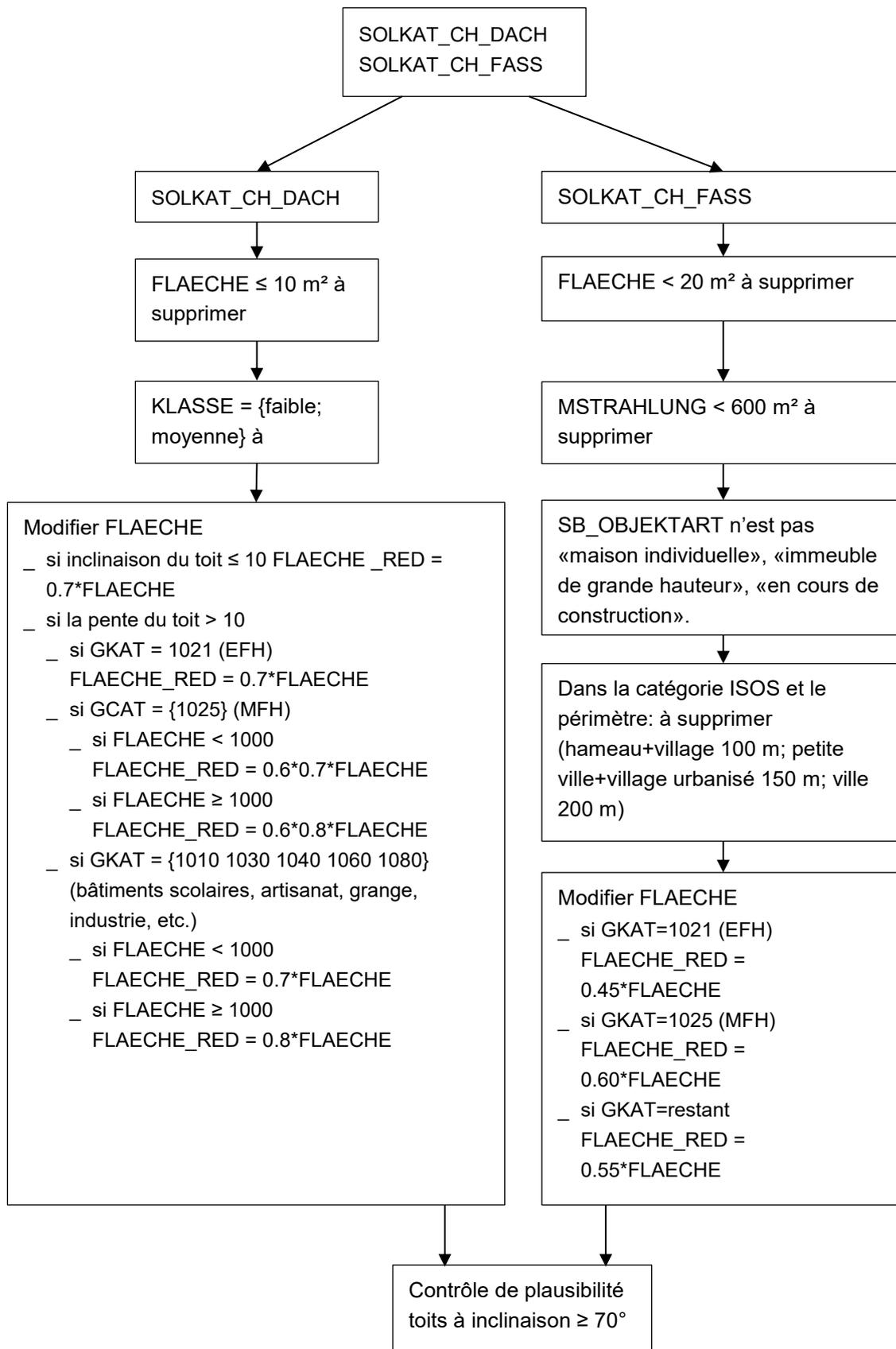
Les graphiques ci-dessous montrent les étapes du processus de traitement des données, des données concernant l'ensoleillement, en passant par les données provenant de *Toit solaire* et *Façade au soleil*, jusqu'aux résultats de la présente étude.



Des données sur l'ensoleillement, de *Toit solaire* et de *Façade au soleil* jusqu'aux prévisions de production.



Calcul de l'ensoleillement par catégorie d'installation.



Sélection des toits et des façades selon le modèle e4plus.

## Annexe 2: potentiel de chaque catégorie

Orientation (secteur en degrés)	Inclinaison								
	0-5°	5-10°	10-20°	20-30°	30-40°	40-50°	50-70°	70-90°	90°
N (292.5-67.5)	13'245.0	1107.8	2462.1	1215.1	140.8	2.1	2.5	23.8	31.5
E (67.5-112.5)	370.3	334.9	1050.8	1570.3	1100.9	356.2	24.9	11.2	1822.0
SE (112.5-157.5)	450.2	411.1	1453.7	2135.5	2018.7	745.8	79.9	17.4	4593.9
S (157.5-202.5)	412.1	432.1	1585.2	2262.3	2037.2	741.4	83.8	15.8	4997.3
SO (202.5-247.5)	391.1	389.1	1388.0	2186.5	1736.6	672.9	90.4	14.9	3978.4
O (247.5-292.5)	325.8	368.3	1133.3	1560.5	1062.6	364.7	27.7	9.9	1325.8

**Tab. 6 Potentiel de production total en GWh en fonction de l'orientation et de l'angle d'inclinaison.**

Selon la définition de *Toit solaire*, les toitures plates avec un angle d'inclinaison de 0° sont orientées nord.

Orientation (secteur en degrés)	Inclinaison								
	0-5°	5-10°	10-20°	20-30°	30-40°	40-50°	50-70°	70-90°	90°
N (292.5-67.5)	14'721.8	1289.6	3040.0	1540.0	181.0	2.8	8.0	83.0	70.2
E (67.5-112.5)	410.8	371.4	1181.0	1796.8	1290.6	427.0	31.1	19.9	3497.2
SE (112.5-157.5)	487.6	428.9	1467.6	2116.2	1976.2	745.5	84.8	21.9	7049.6
S (157.5-202.5)	446.5	444.9	1562.1	2162.6	1908.5	696.5	82.8	18.1	7182.2
SO (202.5-247.5)	423.8	409.4	1423.2	2201.0	1739.0	686.7	97.1	19.1	6419.3
O (247.5-292.5)	362.1	408.6	1276.1	1789.1	1241.8	433.9	34.1	17.4	2571.2

**Tab. 7 Puissance en MWp pouvant être installée en fonction de l'orientation et de l'angle d'inclinaison.**

Selon la définition de *Toit solaire*, les toitures plates avec un angle d'inclinaison de 0° sont orientées nord.

Catégories	Énergie	Puissance pouvant être installée
	GWh	MWp
Toiture plate S	2485.5	2641.2
Toiture plate E/O/N	15'752.1	17'564.3
Toiture inclinée 15-25° S	11'011.2	10'932.6
Toiture inclinée 35-80° S	8254.8	8076.0
Toiture inclinée 15-25° E/O/N	8992.1	10'623.0
Toiture inclinée 35-80° E/O/N	3127.3	3770.4
Façade S	13'569.6	20'651.0
Façade E/O/N	3179.3	6138.5

**Tab. 8 Potentiel en énergie et en puissance des catégories définies par III. 4.**

Selon la définition de *Toit solaire*, les toitures plates avec un angle d'inclinaison de 0° sont orientées nord.

Si les installations sur toiture plate sont sur châssis, leur potentiel de production et en puissance diminue. C'est ce qu'indique le tableau ci-dessous.

Catégories	Production d'énergie	Puissance pouvant être installée
	GWh	MWp
Installations sur châssis sur toiture plate	10'701.0	9977.7

**Tab. 9 Potentiel de production et en puissance des installations sur châssis sur toiture plate selon III. 4.**

