

Berne, 23 juin 2021

---

# **Production d'électricité en hiver grâce au photovoltaïque**

Rapport du Conseil fédéral  
en réponse au postulat 19.4157 Reynard du  
25 septembre 2019

---

## Sommaire

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>3</b>
1.1	Postulat 19.4157 .....	3
1.2	Contexte et objectif visé .....	3
1.3	Aperçu du rapport.....	4
<b>2</b>	<b>Partie principale .....</b>	<b>5</b>
2.1	Contribution du photovoltaïque à la production hivernale d'électricité en Suisse .....	5
2.2	Incitations pour une production d'électricité hivernale élevée.....	9
2.3	Le photovoltaïque en dehors du parc immobilier en plaine .....	13
<b>3</b>	<b>Conclusions.....</b>	<b>15</b>

# 1 Introduction

## 1.1 Postulat 19.4157

### 1.1.1 Contenu du postulat

Le 25 septembre 2019, le postulat 19.4157 «Production d'électricité en hiver grâce au photovoltaïque» a été déposé au Conseil national par le conseiller national Mathias Reynard.

Son contenu est le suivant:

#### Texte déposé

«Le Conseil fédéral est chargé de présenter un rapport au Parlement sur le rôle que le photovoltaïque pourrait jouer à l'avenir pour l'approvisionnement suisse en électricité en hiver.»

#### Développement

«Durant les trente prochaines années, le photovoltaïque constituera la technologie renouvelable au plus grand potentiel d'installation en Suisse. Il deviendra, à côté de l'hydroélectricité, le pilier le plus important de l'approvisionnement en électricité de notre pays. Dès lors, dans un système électrique suisse reposant principalement sur l'hydroélectricité et le photovoltaïque, les excédents de production et d'exportation déjà existants au semestre d'été et les besoins d'importation d'électricité en hiver risquent d'être encore accentués. L'objectif de ce rapport du Conseil fédéral serait de quantifier le futur rôle du photovoltaïque dans l'alimentation électrique de notre pays. Il conviendrait en particulier de montrer la quantité d'électricité produite par les centrales photovoltaïques en hiver et d'indiquer comment l'on pourrait, au besoin, augmenter cette quantité par le biais d'incitations ciblées, afin de limiter la hausse d'importations d'électricité au cours de la période hivernale.»

### 1.1.2 Proposition du Conseil fédéral

Le 27 novembre 2019, le Conseil fédéral a proposé d'accepter le postulat. Le Conseil fédéral reconnaît la nécessité d'une telle analyse, notamment vu le rôle que le photovoltaïque va jouer pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse à l'avenir. Dans sa réponse, le Conseil fédéral a souligné qu'il vérifierait également dans le cadre du rapport requis si les incitations ciblées visant à augmenter la production d'électricité en hiver que l'auteur du postulat évoque dans le développement pour limiter la hausse des importations d'électricité au cours de cette période de l'année sont compatibles avec les obligations internationales de la Confédération.

### 1.1.3 Examen par le conseil

Le Conseil national a adopté le postulat le 20 décembre 2019.

### 1.1.4 Affaires apparentées

Le 16 décembre 2020, le conseiller national Rocco Cattaneo a déposé le postulat 20.4561 «Exploitation des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels pour produire de l'énergie photovoltaïque». Ce postulat charge le Conseil fédéral de présenter une étude détaillée au niveau national sur le potentiel de production d'énergie photovoltaïque grâce à l'exploitation des superficies des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels. Le Conseil fédéral a proposé d'accepter le postulat. L'affaire a été adoptée par le Conseil national le 19 mars 2021.

## 1.2 Contexte et objectif visé

Avec la Stratégie énergétique 2050 et l'entrée en vigueur de la loi sur l'énergie entièrement révisée le 1<sup>er</sup> janvier 2018, la Suisse s'est engagée sur la voie d'un approvisionnement durable en électricité grâce aux énergies renouvelables. Dans la foulée, le Conseil fédéral a présenté le 18 juin 2021 le message relatif à l'acte modificateur unique intitulé «loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables». Eu égard à l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050 et à l'électrification rapide des transports en résultant ainsi qu'à la décarbonisation du secteur du chauffage, l'acte modificateur unique doit permettre d'accroître le développement des

énergies renouvelables et de faire avancer la transformation du réseau électrique en vue de l'intégration effective d'une part élevée des technologies de production décentralisées<sup>1</sup>. L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a indiqué dans les «Perspectives énergétiques 2050+»<sup>2</sup> de novembre 2020 comment l'approvisionnement énergétique d'une Suisse neutre sur le plan climatique pourrait être façonné en 2050. Les scénarios examinés diffèrent sur un certain nombre de points, mais ils montrent tous que la Suisse produira à l'avenir son électricité en grande partie à partir de la force hydraulique et du photovoltaïque. Toutefois, en raison des conditions météorologiques, ces deux technologies fournissent respectivement seulement un bon quart (photovoltaïque) et environ un tiers (centrales au fil de l'eau) de leur électricité pendant les mois d'hiver (c'est-à-dire d'octobre à mars)<sup>3</sup>. Dans le cas de la force hydraulique, les centrales à accumulation sont par ailleurs en mesure de produire près de la moitié de l'électricité en hiver grâce au transfert saisonnier de leur production. Dans son ensemble, la part de la force hydraulique suisse au niveau de la production hivernale est ainsi supérieure à 40%.

Étant donné que les centrales nucléaires suisses affichent une production d'électricité quasiment équilibrée sur toute l'année – hormis lors des révisions pendant le semestre d'été – et que la consommation d'électricité de la Suisse en hiver dépasse celle de l'été, le commerce d'électricité de la Suisse présente depuis l'hiver 2003/2004 un excédent d'importation au semestre d'hiver. Jusqu'en 2018/2019, il s'élevait en moyenne à environ 4 TWh par semestre d'hiver. Avec l'arrêt de la production d'électricité par les centrales nucléaires suisses au cours des prochaines décennies, on peut supposer que les importations vont augmenter pendant l'hiver. Afin de pouvoir garantir une sécurité d'approvisionnement élevée pour la Suisse pendant le processus de transformation jusqu'à ce que les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 soient atteints, et au-delà de 2050, les conditions-cadres légales doivent continuer d'évoluer et des mesures spécifiques pour les mois d'hiver doivent être prévues. À cet effet, le Conseil fédéral a défini dans l'acte modificateur unique des mesures destinées à renforcer la sécurité d'approvisionnement en hiver. Il s'agit notamment du développement des installations de production d'électricité jusqu'en 2040, notamment les centrales hydroélectriques à accumulation, à raison d'une production de 2 TWh en hiver, et de l'introduction d'une réserve d'énergie, afin de garder à disposition une certaine quantité d'énergie dans les lacs d'accumulation pour les situations d'approvisionnement critiques à la fin de l'hiver.

Le développement rapide des énergies renouvelables est cependant lui aussi particulièrement important pour la sécurité d'approvisionnement. Dans ce but, le Conseil fédéral a prévu dans l'acte modificateur unique l'introduction de mises aux enchères pour l'octroi de rétributions uniques. Il s'agit en particulier d'accélérer le développement des installations photovoltaïques sans consommation propre. Le prix constitue le critère d'adjudication principal, mais le Conseil fédéral peut aussi le cas échéant instituer la production d'électricité en hiver comme critère d'adjudication supplémentaire dans le cadre des mises aux enchères. Cela peut servir à encourager de manière spécifique les installations photovoltaïques qui produisent en hiver une quantité particulièrement importante d'électricité par puissance installée. Le postulat 19.4157 a pour but d'étudier quelles sont les installations particulièrement adaptées, d'un point de vue technique, pour la production d'électricité en hiver et comment encourager la construction de telles installations.

### 1.3 Aperçu du rapport

La partie principale du présent rapport comporte trois volets. Le premier volet montre comment la production hivernale issue des installations photovoltaïques pourrait être augmentée grâce au choix spécifique des surfaces disponibles des bâtiments. Le deuxième volet explique quelles incitations économiques permettraient de parvenir à cette augmentation. Le troisième volet traite des possibilités de réalisation d'installations photovoltaïques en milieu alpin, notamment sur des infrastructures telles que les barrages, compte tenu de la production d'électricité hivernale ainsi réalisable.

<sup>1</sup> [Le Conseil fédéral adopte le message concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables \(admin.ch\)](#)

<sup>2</sup> Perspectives énergétiques 2050+. Rapport succinct, Prognos SA, OFEN, novembre 2020, [Perspectives énergétiques 2050+ \(admin.ch\)](#)

<sup>3</sup> [Statistique de l'électricité 2019](#), OFEN

## 2 Partie principale

### 2.1 Contribution du photovoltaïque à la production hivernale d'électricité en Suisse

En 2019, l'Étude « Électricité hivernale Suisse – Quelle peut être la contribution du photovoltaïque indigène » a été réalisée sur mandat de l'OFEN<sup>4</sup>. L'étude examine comment la production d'électricité hivernale des installations photovoltaïques peut être augmentée grâce à un placement ciblé sur certaines surfaces de bâtiments. Les principaux résultats de l'étude sont résumés ci-dessous.

#### 2.1.1 Procédure suivie

L'étude se fonde sur les données de toutes les surfaces de toiture et de façades suisses selon les cadastres solaires de [toitsolaire.ch](https://toitsolaire.ch) et [façade-au-soleil.ch](https://façade-au-soleil.ch)<sup>5</sup>. Un modèle a également été développé pour calculer les pertes de production dues à la couverture neigeuse. Les cadastres solaires indiquent un rendement énergétique annuel de 50 TWh sur les toits les plus appropriés (sans tenir compte de la couverture neigeuse) et de 17 TWh sur les façades les plus appropriées pour les bâtiments en Suisse. Figure 1 montre comment le potentiel se répartit entre les différentes catégories de surfaces de bâtiments.

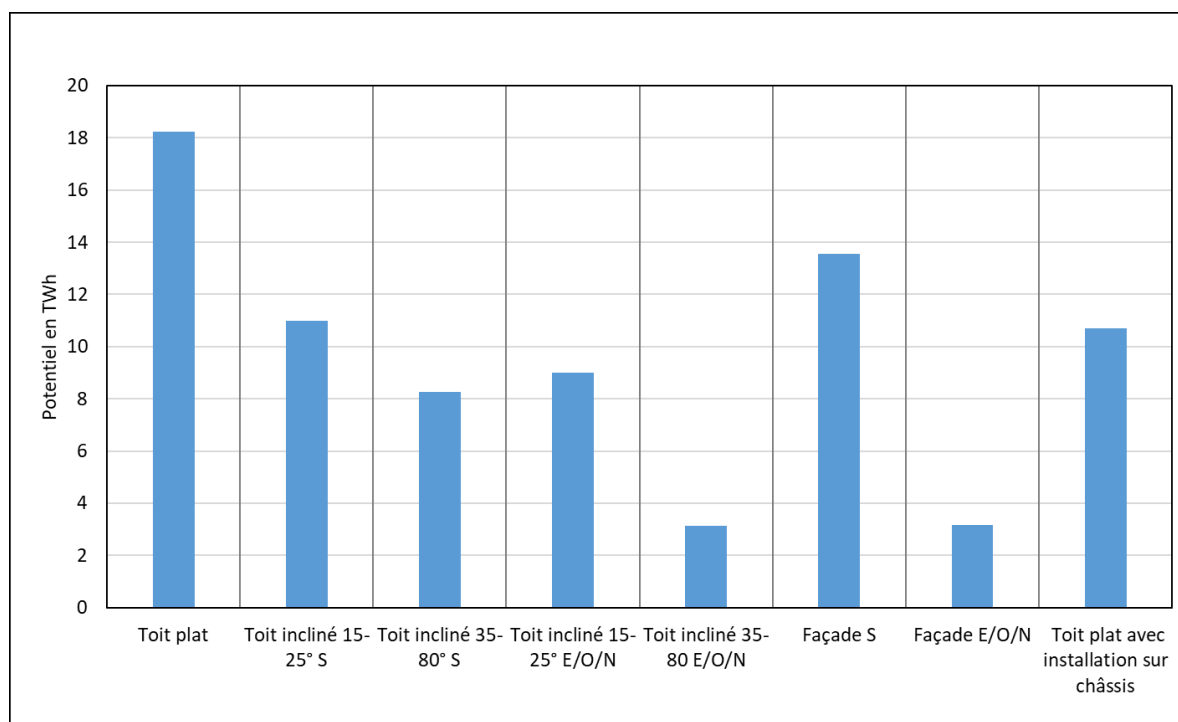


Figure 1: **Potentiel des toits et des façades en Suisse** selon l'inclinaison et l'exposition («N» pour «nord», etc.).

La catégorie «toit plat» apparaît deux fois: dans le premier cas, on suppose que les modules sont installés à plat et dans le second, on part du principe qu'ils sont montés sur un châssis avec une inclinaison de 25°. Il convient de noter que les deux valeurs de potentiel des catégories «toit plat» ne doivent donc pas être additionnées. Le potentiel de la catégorie «toit plat avec installation photovoltaïque sur châssis» est inférieur d'environ 40% à celui de la catégorie «toit plat». Un toit plat peut accueillir un nombre moins élevé de modules sur châssis par rapport à des collecteurs montés à plat, en raison de l'ombre générée. Le potentiel total de 67 TWh serait donc réduit d'environ 7 TWh dans le cas d'une installation sur châssis.

<sup>4</sup> «Électricité hivernale Suisse – Quelle peut être la contribution du photovoltaïque indigène ?» Rapport final, 25 janvier 2021, Basler & Hofmann AG, SuisseEnergie, <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/9825>

<sup>5</sup> [Énergie solaire: Aptitude des toitures \(admin.ch\)](#) [Énergie solaire: Potentiel des façades \(admin.ch\)](#), OFEN

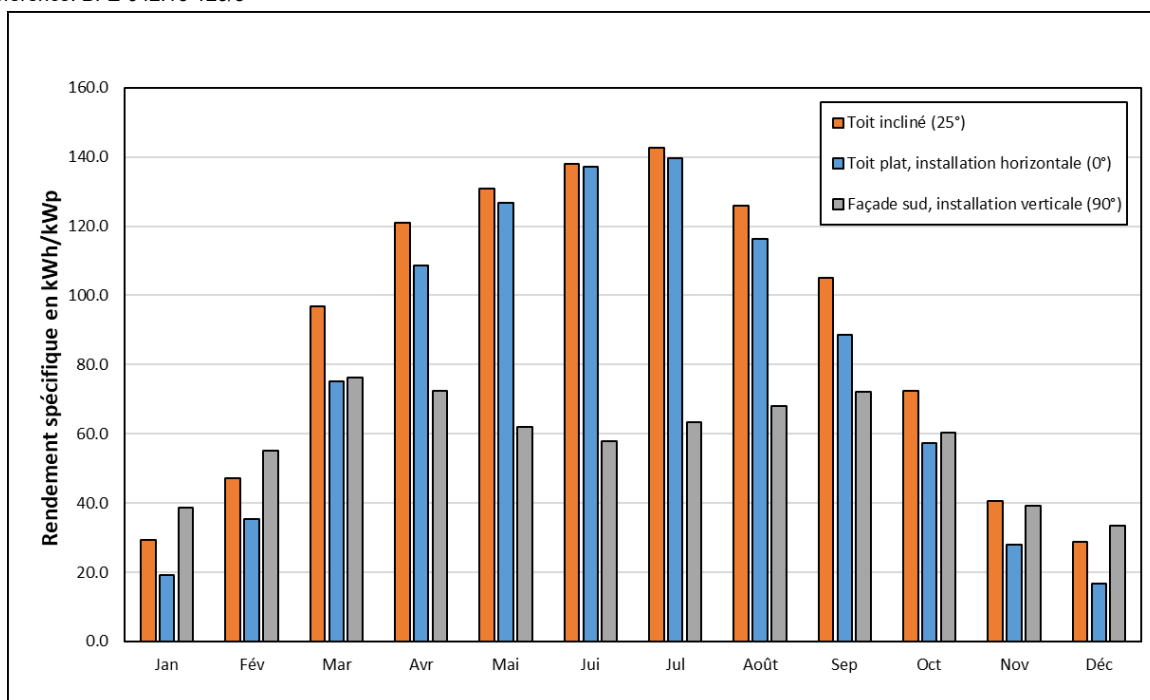


Figure 2 Données mensuelles sur le rendement de différents types d'installations. Une valeur du rayonnement solaire correspondant à la valeur moyenne suisse pour les années 2004 à 2018 a servi de base.

Figure 2 Données mensuelles sur le rendement de différents types d'installations. Une valeur du rayonnement solaire correspondant à la valeur moyenne suisse pour les années 2004 à 2018 a servi de base. montre pour trois installations types comment le type d'installation se répercute sur la production mensuelle par puissance installée. Les trois installations diffèrent au niveau de leur inclinaison par rapport à l'horizontale au sud: installation horizontale sur un toit plat, installation avec une inclinaison de 25° (toit incliné ou toit plat avec installation photovoltaïque sur châssis) et installation verticale sur une façade sud. On observe que les rendements sur l'année et au cours de l'hiver sont les plus élevés sur le toit incliné, à raison de respectivement 1078 kWh/kWp et de 315 kWh/kWp. L'installation sur toit plat produit environ 12% de moins par an et 26% de moins en hiver que celle du toit incliné. Dans le cas d'une installation en façade, le rendement annuel est réduit de plus d'un tiers, tandis que le rendement hivernal diminue seulement de 4%.

Type d'installation	Toit incliné (25°)	Toit plat, inst. horizontale (0°)	Façade sud, inst. verticale (90°)
Rendement annuel (kWh/kWp)	1078	949 (-12%)	699 (-35%)
Rendement estival (kWh/kWp)	763	717 (-6%)	395 (-48%)
Rendement hivernal (kWh/kWp)	315	232 (-26%)	303 (-4%)

Tableau 1 Données sur le rendement annuel, estival et hivernal de différents types d'installations. Les chiffres entre parenthèses montrent la différence par rapport à l'installation sur un toit incliné qui est prise comme référence.

L'étude présuppose que 30 TWh sont exploités sur le potentiel total de 67 TWh d'électricité générée par des installations photovoltaïques<sup>6</sup>. Afin de produire 30 TWh par an, trois scénarios prévoyant chacun une exploitation différente des surfaces du bâtiment selon la Figure 1 ont été définis:

- **Scénario 1: expansion PV comme avant (ZWB<sup>7</sup>)**

Quelle est la production d'électricité hivernale des installations photovoltaïques si la production du parc actuel d'installations photovoltaïques est portée à 30 TWh par an?

<sup>6</sup> Cela correspond environ à la production annuelle totale du photovoltaïque de 33,6 TWh jusqu'en 2050 telle qu'elle ressort des «Perspectives énergétiques 2050+».

<sup>7</sup> Allemand: «Zubau wie bisher»

Pour ce faire, la plus grande partie des installations photovoltaïques sont installées sur des toits inclinés à pente modérée ainsi que sur des toits plats. Les installations photovoltaïques sur toits plats montées sur des châssis à faible inclinaison représentent près de 20% de l'ensemble des installations et la part des toits inclinés à forte pente avoisine 20%. Il n'y a pas d'installations en façade.

- **Scénario 2: potentiel PV hivernal maximum (MWP<sup>8</sup>)**

Quelle pourrait être la production d'électricité hivernale des installations photovoltaïques si l'on ne prenait en compte que les surfaces ayant le rendement électrique hivernal le plus élevé et si la production était développée à 30 TWh? Un peu plus de la moitié du rendement énergétique provient des installations en façade, le reste de toitures à pente modérée ou forte. Les toits plats ne sont pas du tout utilisés.

- **Scénario 3: incitations PV hivernal (AWS<sup>9</sup>)**

Quelle pourrait être la production d'électricité hivernale des installations photovoltaïques si des incitations réalistes étaient créées pour les installations photovoltaïques ayant une part d'électricité hivernale plus importante?

Par rapport au scénario ZWB, les installations sur toits plats sont montées sur des châssis à plus forte inclinaison. Les toits à forte pente sont utilisés environ 30% plus fréquemment que dans le scénario ZWB et les installations en façade représentent environ 15% du rendement énergétique total.

L'exploitation des potentiels par catégorie pour les scénarios est présentée à la Figure 3.

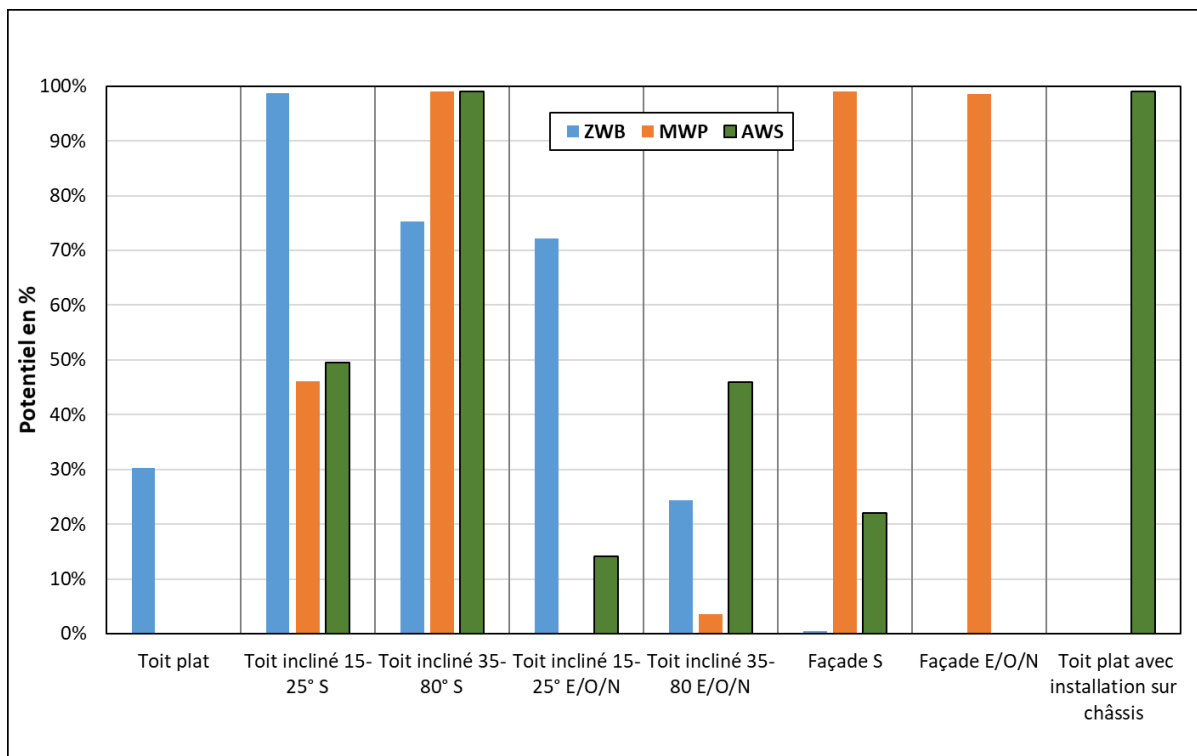


Figure 3 Exploitation des potentiels par catégorie pour les scénarios expansion PV comme avant (ZWB), potentiel PV hivernal maximum (MWP) et incitations PV hivernal (AWS).

**2.1.1.1 Résultats**

Le principal résultat livré par l'étude est la répartition du rendement énergétique mensuel pour les trois scénarios (voir Figure 4) qui indique quelle est la quantité d'énergie électrique produite pendant le semestre d'hiver resp. pendant les mois de décembre à février. Tableau 2Tableau 2 résume ces données et indique également quelle quantité d'électricité serait produite par puissance installée dans

<sup>8</sup> Allemand: «Maximales Winterstrompotential»

<sup>9</sup> Allemand: «Anreize Winterstrom»

chaque cas, quelle puissance électrique devrait être installée par scénario et quels seraient les coûts approximatifs respectifs.

Scénario	Production annuelle	Production hivernale	Production janv./fév./déc.	Puissance installée	Rendement spéc. hivernal	Rendement spéc. janv./fév./déc.	Coûts
	TWh	TWh	TWh	GWp	kWh/kWp	kWh/kWp	en milliards de francs
Expansion PV comme avant (ZWB)	30	8.0	2.6	31	258	85	38
Potentiel PV hivernal maximum (MWP)	30	10.6	4.1	39	273	107	53
Incitations PV hivernal (AWS)	30	9.1	3.2	31	297	104	41

Tableau 2 Production d'électricité des trois scénarios

Les résultats de l'étude permettent de tirer les conclusions suivantes:

- **Scénario 1: expansion PV comme avant (ZWB)**

Dans le cas où la production du parc actuel d'installations photovoltaïques est portée à 30 TWh par an, 73% de la production d'énergie serait produite au cours du semestre d'été et 27% au cours du semestre d'hiver. La production d'électricité en hiver serait de 258 kWh par kWp de puissance installée. À raison de 38 milliards de francs, ce scénario présente les coûts estimés les plus faibles.

- **Scénario 2: potentiel PV hivernal maximum (MWP)**

En cas d'exploitation des surfaces de toiture et de façade les mieux adaptées pour la production d'électricité en hiver, la production estivale serait de 65% et la production hivernale de 35%. Pour y parvenir, il faudrait toutefois que les surfaces de façade appropriées soient entièrement utilisées, ce qui semble peu réaliste. La production spécifique d'électricité en hiver est de 273 kWh/kWp, soit seulement 6% de plus que dans le scénario ZWB, alors que les coûts sont environ 40% plus élevés et qu'il faudrait installer 26% de puissance en plus. Dans ce scénario, l'optimisation de la production d'électricité en hiver se fait au détriment de la production annuelle, qui est ici inférieure de 20% par puissance installée par rapport au scénario ZWB (la production s'élèverait seulement à 770 kWh par kWp au lieu d'un peu moins de 1000 kWh jusqu'ici). Cela signifie que la part élevée d'électricité hivernale du scénario MWP est obtenue en produisant beaucoup moins d'électricité par puissance installée en été et seulement un peu plus en hiver. Par rapport au scénario ZWB, une quantité d'électricité supplémentaire de 2,6 TWh est produite par semestre d'hiver, ce qui entraîne des coûts supplémentaires de 15 milliards de francs. En partant d'une durée de vie des installations photovoltaïques de 30 ans, il en résulte des coûts estimés de 19 centimes par kWh d'électricité supplémentaire produite en hiver.

- **Scénario 3: incitations PV hivernal (AWS)**

Dans un scénario qui s'oriente d'après le parc photovoltaïque actuel, mais qui mise davantage sur des installations photovoltaïques optimisées pour l'hiver, la part de l'électricité hivernale peut être portée à 30%. Le rendement spécifique hivernal est de 297 kWh/kWp, soit 9% de plus que dans le scénario MWP et 15% de plus que dans le scénario ZWB. En effet, bien que la quantité absolue d'électricité produite en hiver dans ce scénario diminue de 14% par rapport au scénario MWP, la puissance à installer est plus faible avec 21%. La production hivernale peut ainsi être augmentée avec la même puissance photovoltaïque que dans le scénario ZWB, car la hausse et la perte de rendement de l'installation photovoltaïque optimisée pour l'hiver se compensent mutuellement. Les coûts de ce scénario sont seulement environ 8% plus élevés que pour le scénario ZWB, ce qui s'explique avant tout par l'exploitation accrue des installations en façade. Dans ce cas, une quantité d'électricité supplémentaire de 1,1 TWh est produite par semestre d'hiver par rapport au scénario ZWB, ce qui entraîne des coûts



supplémentaires de 3 milliards de francs. Sur la base d'une durée de vie de 30 ans, on obtient des coûts de 9 centimes par kWh d'électricité supplémentaire produite en hiver.

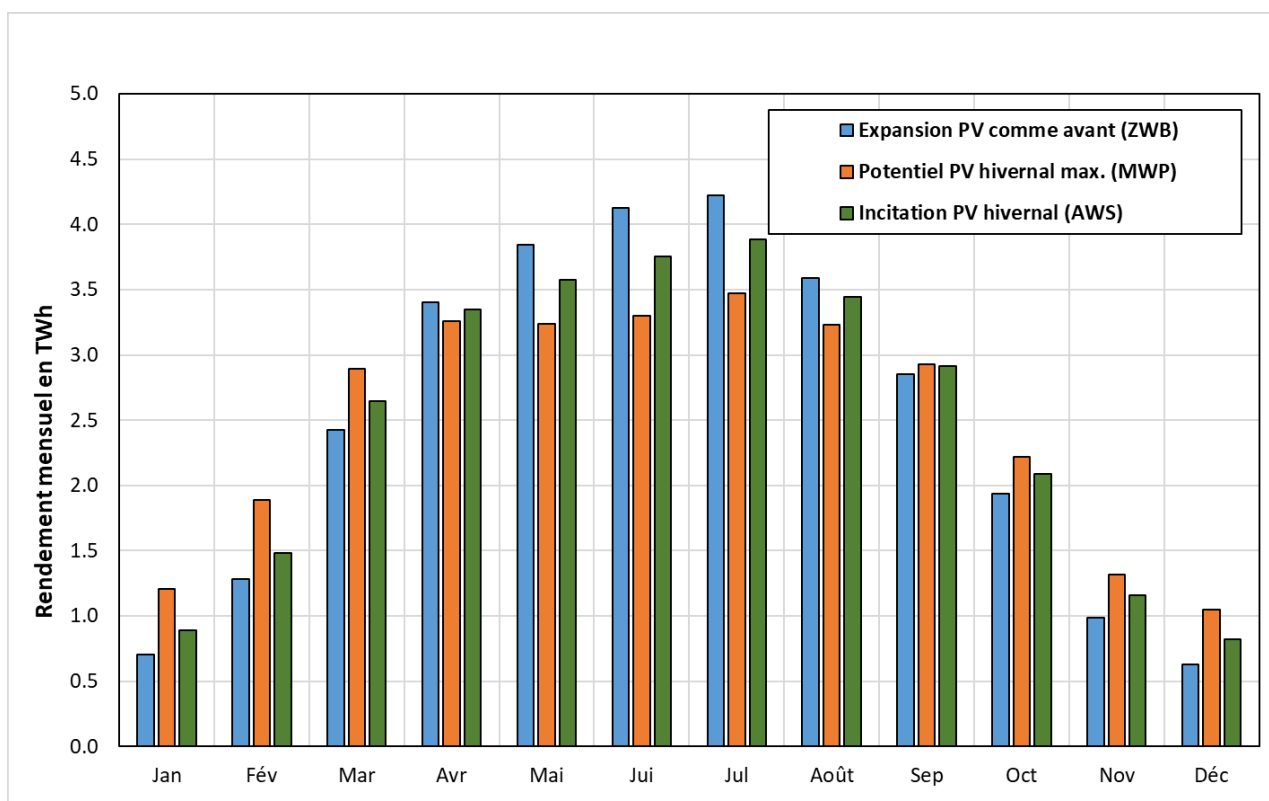


Figure 4 Rendements mensuels pour les trois scénarios.

À partir des considérations qui précèdent, on peut affirmer ce qui suit:

- Sur la base d'une production annuelle fixe d'électricité photovoltaïque en Suisse, une sélection spécifique des surfaces utilisées permet de décaler dans une certaine mesure les quantités d'électricité produites de manière saisonnière. Il s'agit toutefois d'un décalage plutôt modéré, la part de l'électricité hivernale pouvant techniquement être portée à 35% maximum contre actuellement 27%. Il faut encore préciser que ce pourcentage ne peut être atteint qu'en utilisant des surfaces dont la production annuelle est nettement plus faible, de sorte que dans ce cas, il faudrait installer une puissance photovoltaïque considérablement plus importante pour atteindre l'objectif de développement des énergies renouvelables.
- D'une manière générale, la principale solution pour accroître la production hivernale absolue d'électricité photovoltaïque est donc d'augmenter la puissance totale installée. Si le scénario ZWB était réalisé, le photovoltaïque produirait en hiver, à raison d'une production totale de 30 TWh, à peu près autant d'électricité que les centrales nucléaires de Leibstadt et de Gösgen réunies.
- Comme le montre le scénario AWS, la production d'électricité hivernale peut néanmoins être augmentée sans réduction de la production annuelle par puissance installée. Pour y parvenir, il faudrait, contrairement au scénario ZWB, privilégier surtout les façades orientées au sud, recourir davantage à des installations montées sur châssis pour les toits plats et utiliser les toits inclinés un peu plus souvent que dans le scénario ZWB. Le chapitre suivant examine comment définir les incitations pour l'utilisation des façades et la pose des modules sur des châssis dans le cas des toits plats.

## 2.2 Incitations pour une production d'électricité hivernale élevée

Comme le montre la section précédente, le développement de la production hivernale des installations photovoltaïques peut être obtenu principalement en recourant davantage à des installations photovoltaïques montées sur châssis pour les toits plats (au lieu d'une installation plate) ainsi qu'en utilisant les surfaces en façade. Une étude interne de l'OFEN a examiné comment la construction de telles installations pourrait être encouragée sur le plan économique. À cette fin, la rentabilité de deux installations types en plaine, optimisées pour la production d'électricité en hiver (inclinaison de 25° vers le sud sur un toit plat et façade orientée vers le sud) a été comparée à celle d'une installation de référence (inclinaison de 0° sur un toit plat). Pour ce faire, le montant de la rétribution unique a été modifié jusqu'à ce que la rentabilité des installations types atteigne la même valeur que celle de l'installation de référence. Étant donné que la rentabilité des installations photovoltaïques est déterminée en grande partie par la quantité d'électricité produite pouvant être consommée directement sur le lieu de production («part de la consommation propre»), l'analyse a été effectuée pour chacune des trois parts de consommation propre suivantes, soit 0%, 45% et 80% (scénario de référence). En raison de leurs profils individuels de production d'électricité, les différentes catégories d'installations présentent cependant sur l'année des parts de consommation propre divergentes pour une même puissance. Par conséquent, la consommation propre spécifique a été calculée sur une base mensuelle pour les scénarios comparés (toit plat avec pose sur châssis et façade sud) par rapport au scénario de référence (toit plat).

### 2.2.1 Optimisation de la production d'électricité hivernale en recourant à des installations photovoltaïques montées sur des châssis pour les toits plats

Les toits plats constituent une catégorie particulière d'installations: au début du développement du photovoltaïque en Suisse, les modules photovoltaïques étaient montés sur des châssis et orientés vers le sud en vue d'une meilleure exploitation. Aujourd'hui, la majorité des modules photovoltaïques, qui sont devenus entre temps très bon marché, sont installés avec une faible inclinaison et une orientation est-ouest. Il en résulte un rendement annuel par module photovoltaïque inférieur d'environ 10%, mais la puissance de l'installation et donc le rendement annuel sont presque doublés, étant donné que l'utilisation de la surface du toit peut ainsi être maximisée et qu'environ deux fois plus de modules peuvent être installés. Le doublement de la puissance entraîne également une réduction des coûts de revient, car les installations de plus grande taille ont des coûts de revient et d'exploitation nettement inférieurs en raison des économies d'échelle<sup>10</sup>.

Figure 5 montre comment le rendement énergétique mensuel de toutes les installations potentielles sur toit plat en Suisse varie si les modules photovoltaïques sont montés à plat ou sur des châssis avec une inclinaison de 25° et une orientation sud-est à sud-ouest. On constate que le rendement énergétique annuel des installations photovoltaïques montées à plat est nettement supérieur à celui des installations sur châssis (18 TWh contre 11 TWh). Cela est dû au fait que la surface disponible pour les modules photovoltaïques est environ réduite de moitié suite au montage sur un châssis par rapport à une orientation est-ouest, car les modules doivent être placés à une certaine distance pour éviter qu'ils se fassent de l'ombre. Le graphique montre également que pour les mois de décembre et janvier, le rendement des installations montées sur châssis orientées au sud est comparable à celui des installations à plat, malgré la puissance plus faible. Sur l'ensemble du semestre d'hiver, il est toutefois inférieur de 30% dans le cas des installations sur châssis orientées au sud. Notamment au mois de mars, critique pour la force hydraulique suisse et pendant les mois d'avril et mai, lorsque les bassins d'accumulation atteignent leur taux de remplissage le plus bas<sup>11</sup> avant la fonte des neiges, les installations montées horizontalement peuvent produire plus de 6 TWh, soit presque deux fois plus d'électricité que les installations sur châssis orientées au sud (3,5 TWh).

<sup>10</sup> OFEN 2019: «[Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. Aufdatierung des Hauptberichts \(2017\)](#)» (en allemand, avec résumé en français).

<sup>11</sup> Rapport hebdomadaire de l'OFEN: «[Taux de remplissage des bassins d'accumulation](#)»

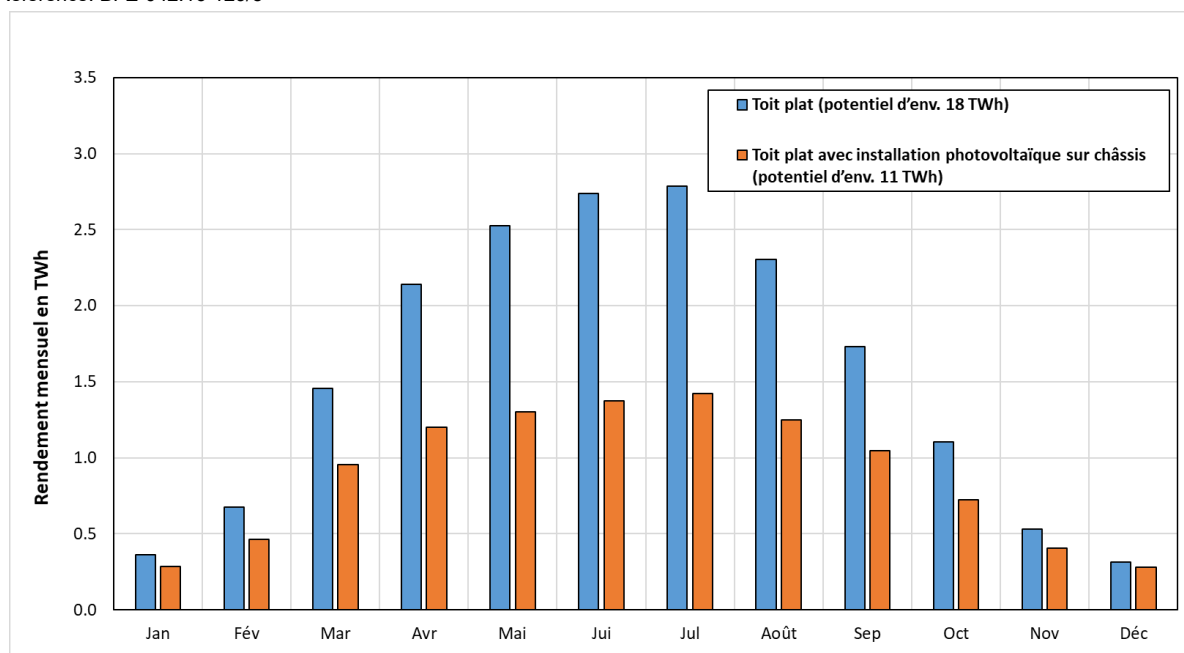


Figure 5 Rendement énergétique des installations sur toits plats (installation montée à plat ou sur châssis).

Il s'avère donc que sur les toits plats, une inclinaison de 25° et une orientation sud des modules permettent d'augmenter le rendement spécifique hivernal par puissance installée d'environ 40%. Toutefois, le rendement énergétique absolu diminue approximativement de 30% par rapport à une installation près de deux fois plus grande, mais montée à plat. Pour l'analyse de la rentabilité des deux types d'installations sur les toits plats, il faut également tenir compte du fait que le rendement plus faible d'une installation sur châssis entraîne une augmentation de la part de la consommation propre. En revanche, les coûts spécifiques augmentent avec la réduction de la puissance de l'installation. L'étude révèle que dans presque tous les cas étudiés, une augmentation de la rétribution unique serait nécessaire pour que l'installation sur châssis ait la même rentabilité que celle montée à plat (Figure 6). Cette augmentation varie entre 0 franc par kWp pour les installations de taille moyenne avec une consommation propre élevée et 800 francs par kWp pour les petites installations sans consommation propre.

Dans la perspective d'accroître la production d'électricité en hiver en Suisse, on peut retenir en ce qui concerne les toits plats que bien que la production d'électricité en hiver par puissance installée puisse être augmentée avec une pose sur châssis généralisée, le rendement énergétique absolu en hiver sur la même surface de toiture est inférieur de 30%. Les coûts d'investissement diminuent avec une pose sur châssis, étant donné que le nombre de modules installés est réduit environ de moitié, mais les coûts spécifiques augmentent. Cela signifie qu'il est possible, également en hiver, de produire davantage d'électricité sur un toit plat situé sur le Plateau, si les modules photovoltaïques sont installés le plus à plat possible et que la surface de la toiture est ainsi exploitée au maximum. Des conditions météorologiques extrêmes (une grande quantité de neige, par exemple) peuvent réfuter cette conclusion, mais elle se vérifie dans le cas d'un hiver moyen sur le plan statistique. Par contre, une pose sur châssis peut être judicieuse dans les endroits où la neige est abondante, car elle permet à cette dernière de glisser plus rapidement. Il convient également de préciser que tous les toits plats qui sont en principe appropriés pour une installation photovoltaïque ne vont pas forcément en être équipés, de sorte que les toits dotés d'une telle installation doivent être utilisés le plus complètement possible. Les installations photovoltaïques montées à plat ont un profil de production plus équilibré pendant la journée. Si l'on veut augmenter la production absolue d'électricité hivernale en Suisse, il faut donc, en général, privilégier une exploitation maximale des surfaces de toit plat à une utilisation avec un angle d'inclinaison plus important, de pair avec une pose sur châssis et une taille de l'installation près de 50% plus petite.

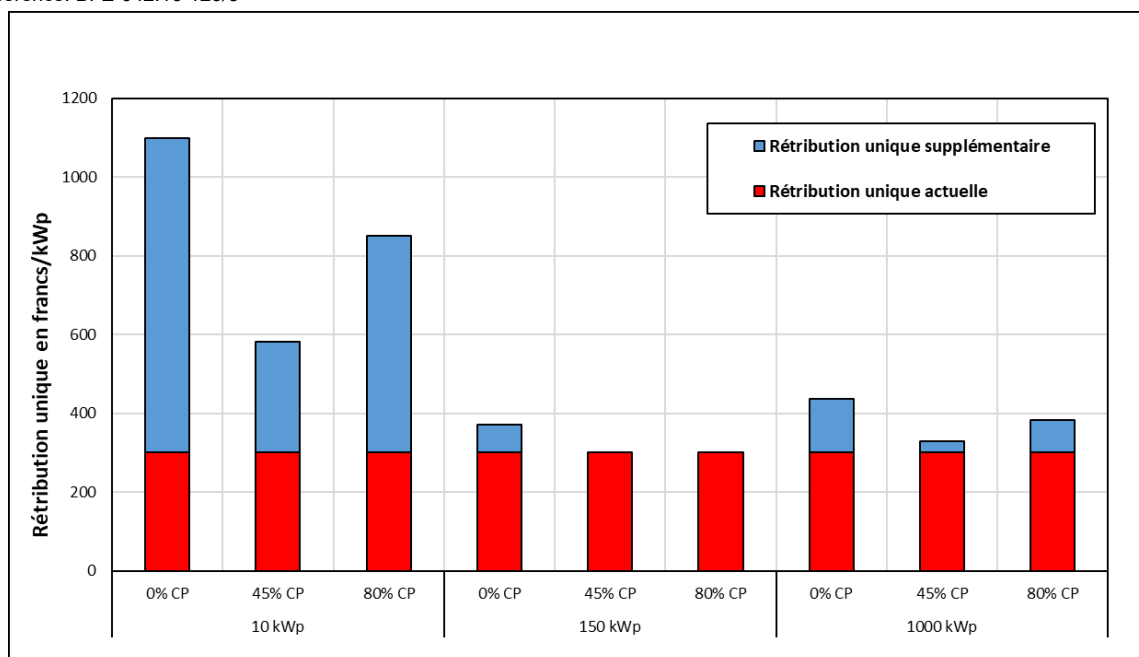


Figure 6 Rétribution unique supplémentaire nécessaire pour atteindre un rendement similaire à une installation classique sur toit plat dans le cas d'un toit plat avec une installation photovoltaïque sur châssis. «CP» correspond à la part de la consommation propre

## 2.2.2 Optimisation de la production d'électricité hivernale en utilisant les façades orientées au sud

Les façades bien orientées du parc immobilier suisse ont un potentiel de production annuel de 17 TWh, ce qui correspond à un quart du potentiel photovoltaïque total dans le domaine du bâtiment. Environ 7 TWh peuvent être produits en hiver (43%). Les installations en façade constituent cependant dans la pratique des cas isolés jusqu'à présent. Quelques exemples remarquables figurent sur le site web de l'architecture solaire<sup>12</sup>.

En plus de ces caractéristiques de production, pour déterminer la rentabilité des installations en façade, il faut tenir compte du fait qu'elles sont généralement plus chères que les installations montées sur la toiture, car elles sont plus complexes à installer, pour des raisons mécaniques et esthétiques. Cependant, il existe la plupart du temps des effets de synergie avec une autre façade conventionnelle. Ces synergies sont prises en considération au niveau de la majoration du prix estimée à 20% par rapport aux installations conventionnelles. L'étude «Integrierte Solaranlagen - Handlungsanleitung zur energetischen und wirtschaftlichen Bewertung»<sup>13</sup> réalisée par SuisseEnergie livre des considérations plus détaillées sur les installations intégrées au niveau de la construction en général et sur les installations en façade en particulier, ainsi que sur leurs coûts respectifs.

Les études sur la rentabilité réalisées pour ce rapport montrent que notamment dans le cas des installations photovoltaïques présentant une faible puissance, la rétribution unique devrait être multipliée pour que les installations en façade aient la même rentabilité que les installations sur toit plat. S'agissant des installations plus grandes, environ un doublement de la rétribution unique serait nécessaire. La Figure 7 présente des résultats détaillés pour différentes tailles d'installations et parts de consommation propre. Elle montre comment de telles installations peuvent être mises en œuvre de manière judicieuse, de sorte que des installations en façade rentables puissent être réalisées également dans les conditions cadres actuelles.

<sup>12</sup> [solarchitecture.ch](http://solarchitecture.ch)

<sup>13</sup> «Integrierte Solaranlagen Handlungsanleitung zur energetischen und wirtschaftlichen Bewertung» (existe uniquement en allemand), août 2020, SuisseEnergie <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10325>

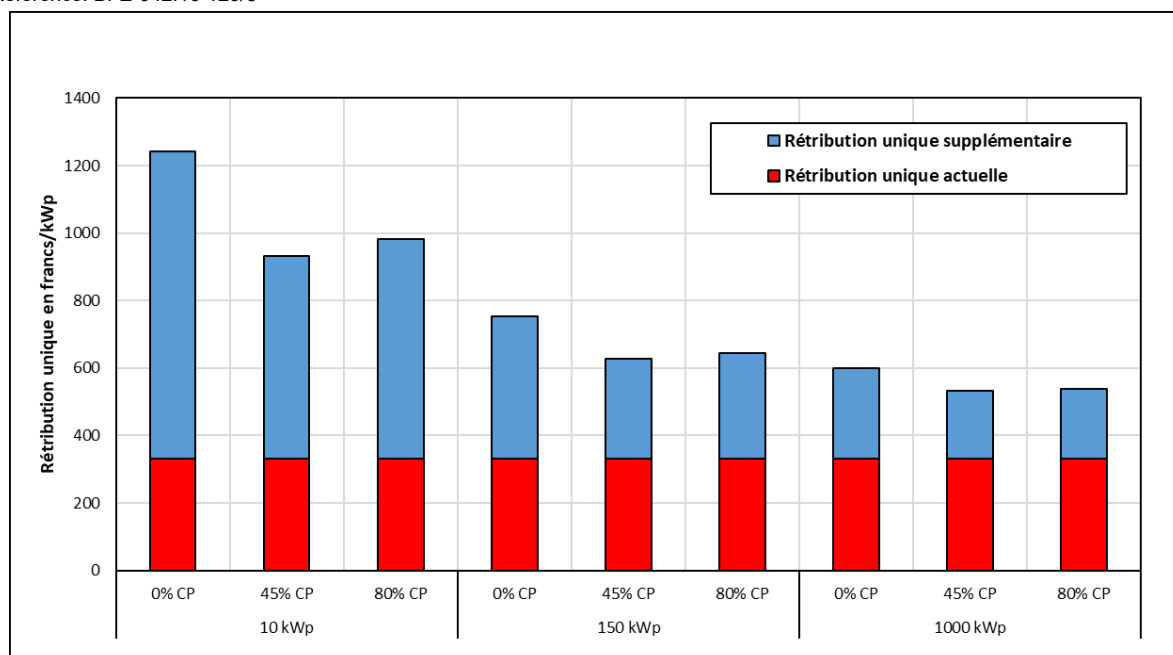


Figure 7 Rétribution unique supplémentaire nécessaire pour atteindre un rendement similaire à une installation sur toit plat dans le cas d'une installation en façade orientée au sud. «CP» correspond à la part de la consommation propre.

Malgré une production annuelle plus faible et des coûts plus élevés, il peut toutefois être opportun de prévoir des incitations spéciales pour les installations en façade. D'une part, parce que le rendement en hiver par puissance installée est nettement plus élevé que sur un toit plat et, d'autre part, parce que contrairement aux installations sur châssis montées sur toit plat, les installations en façade ne sont pas en concurrence avec d'autres installations photovoltaïques pour l'utilisation de la surface. Des incitations pour les installations en façade contribueraient également à exploiter ce potentiel supplémentaire d'électricité hivernale de 7 TWh qui n'a guère été utilisé jusqu'à présent. Il serait par exemple envisageable d'introduire pour les installations en façade orientées vers le sud une rétribution unique supplémentaire qui ne couvrirait pas nécessairement la totalité des coûts supplémentaires, mais permettrait de faire prendre conscience du rendement électrique hivernal élevé des installations en façade. Dans ce contexte, il convient également de mentionner que la valeur marchande de l'électricité hivernale devrait augmenter avec la raréfaction prévue de l'offre en hiver. Une part de production hivernale plus importante laisse également entrevoir de meilleures recettes provenant de l'injection, ce qui compensera une partie des coûts supplémentaires. La libéralisation du marché de l'électricité joue également un rôle important concernant l'amélioration de la rentabilité de telles installations.

### 2.3 Le photovoltaïque en dehors du parc immobilier en plaine

Construire des installations photovoltaïques dans les régions montagneuses de haute altitude sur des bâtiments, des infrastructures existantes ou des surfaces libres est une autre possibilité d'augmenter le rendement hivernal. En raison des meilleures conditions de rayonnement solaire (atmosphère plus ténue, moins de brouillard) et de l'effet albédo de la neige (réfléchissement du rayonnement solaire), les rendements de ces installations y sont au moins 50% plus élevés en hiver qu'en plaine, malgré les pertes dues à la couverture neigeuse.<sup>14</sup> Le nombre comparativement faible de bâtiments disponibles à cet effet dans les régions alpines est un facteur limitant pour la mise en place d'installation sur des bâtiments. Même en définissant les installations alpines avec une limite d'altitude relativement basse de 800 m au-dessus du niveau de la mer, seuls environ 13% ou 9 TWh du potentiel

<sup>14</sup> Kahl, A. (2019) «Le potentiel inexploité du soleil hivernal», bulletin SEV/VSE 3.10.2019, [Le potentiel inexploité du soleil hivernal - Bulletin FR](#)

de rendement total de la Suisse peuvent y être localisés conformément à l'étude de l'OFEN sur l'électricité hivernale.

La connaissance de ce potentiel limité concernant les bâtiments existants dans les régions alpines amène souvent à envisager d'utiliser les infrastructures alpines pour réaliser des installations photovoltaïques. Les barrages, les lacs de retenue, les ouvrages paravalanches ou les surfaces libres à côté des pistes de ski sont, par exemple, des emplacements envisageables ou déjà exploités pour produire de l'électricité solaire<sup>15</sup>. En principe, il faut retenir que ces installations ne sont pas interdites et qu'elles peuvent également bénéficier d'un encouragement au titre de la rétribution unique. Dans le cas d'installations sur des infrastructures, il faut toutefois noter que malgré leur taille, les coûts sont souvent plus élevés que pour les installations sur le Plateau. Dans les régions reculées et peu desservies (par exemple sur les ouvrages paravalanches), il n'existe généralement pas d'infrastructure pour injecter l'électricité produite dans le réseau. De longues lignes de desserte jusqu'au point de raccordement au réseau de distribution doivent être construites, ce qui entraîne des coûts supplémentaires considérables. En outre, des sous-constructions spéciales générant des coûts supplémentaires élevés peuvent être nécessaires, par exemple pour les installations flottantes ou suspendues.

C'est ce qu'illustrent les données du projet de centrale solaire sur le mur du barrage de Muttsee<sup>16 17</sup>. Avec une puissance de 2200 kW, une production annuelle de 3,3 millions de kWh et une part d'électricité hivernale de 50%, cette installation doit coûter 7,9 millions de francs. Cette installation devrait produire en hiver 750 kWh d'électricité par kWp de puissance installée, soit trois fois plus qu'une installation sur toit plat avec montage horizontal située sur le Plateau ou le double d'une installation inclinée à 25° également située sur le Plateau (voir tableau 1). D'un autre côté, les coûts d'installation de la centrale solaire de Muttsee, qui s'élèvent à 3590 francs par kW, sont environ quatre fois plus élevés que ceux des installations de même taille sur le Plateau<sup>18</sup>. Si l'on ne tient pas compte des coûts d'exploitation, un kWh d'électricité hivernale issu de l'installation de Muttsee coûte donc deux fois plus cher que s'il provenait d'une installation photovoltaïque du Plateau orientée vers le sud et est 25% plus cher que s'il avait été produit par une installation photovoltaïque horizontale de taille similaire localisée sur le Plateau. Cet exemple ne peut certes pas être généralisé, mais il montre clairement que dans le cas des installations photovoltaïques alpines, il faut en principe considérer le rapport entre la production supplémentaire d'électricité hivernale et les coûts supplémentaires. Afin d'étudier en détail ces corrélations et le potentiel des installations photovoltaïques sur les surfaces des centrales hydroélectriques et de lacs de retenue, le Conseil fédéral a proposé d'accepter le postulat 20.4561 «Exploitation des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels pour produire de l'énergie photovoltaïque»<sup>19</sup>.

Dans le cas des installations isolées dans les régions alpines, il faut, en plus des coûts, également prendre en compte les questions liées à la protection de la nature, du paysage et du patrimoine. Les expériences réalisées dans le cadre du développement de l'énergie éolienne et des centrales hydroélectriques montrent que la mise en balance des intérêts contradictoires de cette protection et de l'utilisation de l'énergie nécessite de longues procédures judiciaires et d'autorisation, et que l'on renonce à construire des installations si l'intérêt public à protéger la nature et l'environnement prévaut. Si l'on compare la production hivernale, il convient de noter que l'utilisation des surfaces disponibles est nettement plus avantageuse s'agissant des installations éoliennes par rapport aux installations photovoltaïques. Pour atteindre avec une installation photovoltaïque alpine la production hivernale d'une seule éolienne moderne d'une puissance de 4 MW, il faudrait une surface de plus de 8 hectares de modules (environ 300 x 300m). Dans cette comparaison, il faut cependant aussi tenir compte de la visibilité accrue des éoliennes en raison de leur hauteur importante allant parfois jusqu'à 200 m.

<sup>15</sup> Par exemple sur le Lac de Toulles (VS) ou le barrage d'Albigna (GR)

<sup>16</sup> [Xpo realisiert Muttsee-Solaranlage mit IWB und Denner - energate messenger Schweiz \(energate-messenger.ch\) – en allemand](https://energate-messenger.ch/en/realisiert-muttsee-solaranlage-mit-iwb-und-denner)

<sup>17</sup> [Xpo und IWB bauen Muttsee-Solaranlage: Denner bezieht den Strom \(en allemand\)](https://energate-messenger.ch/en/und-iwb-bauen-muttsee-solaranlage-denner-bezieht-den-strom)

<sup>18</sup> «Observation du marché photovoltaïque 2019. Rapport final», OFEN 2020, <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/10107>

<sup>19</sup> [20.4561 | Exploitation des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels pour produire de l'énergie photovoltaïque | Affaire | Le Parlement suisse](https://www.parlament.ch/fr/dokumente/20.4561)

Étant donné que comparées à l'énergie éolienne, les installations photovoltaïques ont l'avantage de pouvoir être réalisées sur des bâtiments, à titre d'alternative à une installation isolée, l'Office fédéral du développement territorial (ARE), l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), l'OFEN et l'Office fédéral de l'agriculture (OFAG) se sont déjà prononcés en 2012 dans une prise de position<sup>20</sup> pour que des installations isolées soient réalisées seulement dans des cas exceptionnels et que le potentiel des bâtiments soit exploité dans un premier temps. Dans la Conception «Paysage suisse» de mai 2020<sup>21</sup>, le Conseil fédéral a fixé l'objectif suivant de portée obligatoire pour les autorités: «Les installations photovoltaïques doivent en principe être réalisées sur des infrastructures telles que des toits ou des façades, et s'intégrer aux paysages et aux sites construits».

### 3 Conclusions

Environ 27% de l'électricité d'origine photovoltaïque suisse est produite actuellement pendant l'hiver. Grâce à une utilisation optimisée des surfaces de bâtiment, cette part peut être portée à 30% sans coût supplémentaire majeur (+8%). Sur la base d'une production photovoltaïque annuelle totale de 30 TWh, 9 TWh pourraient être produits au cours du semestre d'hiver. En théorie, il est aussi possible d'atteindre une part de 35%, mais cette hausse se ferait au détriment de la production annuelle par puissance installée et entraînerait des coûts disproportionnés.

En vue d'une optimisation modérée de la production d'électricité en hiver, davantage d'installations pourraient être installées sur les façades orientées au sud, ce qui se fait très peu jusqu'ici. Ces installations représentent un quart du potentiel photovoltaïque total dans le secteur du bâtiment et produisent en hiver autant d'électricité par puissance installée que les installations types situées sur la toiture. Le potentiel d'électricité hivernale des façades au sud est estimé à 7 TWh. L'accroissement du nombre des installations en façade pourrait être encouragé par exemple par une rétribution unique plus élevée, comme actuellement pour les installations intégrées. Un tel soutien ne représente qu'une adaptation minimale des mesures d'encouragement actuelles par voie d'ordonnance, sans conséquence au niveau des accords internationaux de la Confédération. Les installations en façade étant plus visibles du grand public que les installations sur toit plat, une attention particulière doit être portée à la qualité architecturale, afin de préserver les sites et l'expression architecturale. De l'avis du DETEC, cette exigence peut être satisfaite de manière suffisante, en fonction du contexte local, par le biais de la procédure d'autorisation de construire qui est actuellement prescrite pour les installations en façade, contrairement aux installations sur les toitures<sup>22</sup>.

En revanche, il n'est pas recommandé d'optimiser la production d'électricité hivernale des installations sur toit plat en augmentant l'inclinaison des modules photovoltaïques, car cela réduirait de près de 7 TWh le potentiel photovoltaïque du parc immobilier suisse (67 TWh) et de 1,2 TWh la production hivernale potentielle. La part spécifique d'électricité hivernale par puissance installée peut certes être augmentée en installant les modules photovoltaïques sur des châssis, mais il est produit moins d'électricité en termes absolus sur la même surface de toit pendant l'hiver. Par ailleurs, s'agissant de choisir entre la pose sur châssis ou le montage horizontal d'installations photovoltaïques sur des toits plats, la couverture neigeuse, le volume d'investissement et la consommation propre éventuelle jouent, selon les conditions locales, un rôle au moins aussi important que le rendement électrique annuel et hivernal. Dans ce contexte, il faudrait renoncer à introduire une incitation à l'optimisation de la production d'électricité hivernale pour les toits plats.

L'utilisation des infrastructures alpines pour la production hivernale d'électricité avec des installations photovoltaïques doit être examinée séparément par le Conseil fédéral dans le cadre de sa réponse au postulat 20.4561 «Exploitation des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels pour produire de l'énergie photovoltaïque». Concernant les installations alpines isolées, le Conseil fédéral estime qu'il n'y a pas lieu d'intervenir, compte tenu de la résistance spatiale considérable, des coûts élevés et du

<sup>20</sup> [Position adoptée - Installations photovoltaïques isolées \(admin.ch\)](#), ARE, OFEV, OFEN, OFAG 2012

<sup>21</sup> OFEV (éditeur.) 2020: Conception «Paysage suisse». Paysage et nature dans les domaines politiques de la Confédération. Office fédéral de l'environnement, Berne. Série Environnement Info. Numéro UI-2011, [Conception «Paysage suisse» \(admin.ch\)](#)

<sup>22</sup> [Loi sur l'aménagement du territoire](#) (art. 18a) et [Ordonnance sur l'aménagement du territoire](#) (art. 32a)

Référence: BFE-042.16-129/5

potentiel notable de 67 TWh, avec une part d'électricité hivernale de 30% (20 TWh) atteignable sans coûts supplémentaires majeurs dans le secteur du bâtiment.