

# Énergie photovoltaïque

Document de connaissances de base, état: juin 2020

## 1. Synthèse

Les installations photovoltaïques (PV) transforment directement la lumière du soleil en électricité, et leur production varie en fonction de l'ensoleillement. La consommation propre annuelle sur place peut dépasser aujourd'hui les 70%.

Conformément à la stratégie nationale («Stratégie énergétique 2050»), l'utilisation de l'énergie solaire est un pilier important du futur approvisionnement énergétique. Le Conseil fédéral et l'AES soutiennent un approvisionnement énergétique neutre pour le climat sur le long terme. Les prévisions du potentiel de production de courant par des installations solaires intégrées aux toits et aux façades varient fortement (de 24 à 67 TWh). Entre 15 et 52 TWh supplémentaires résulteraient de l'utilisation d'espaces libres adaptés (installations en plein champ). L'AES estime le potentiel sur les toits à 41 TWh, celui sur les façades à 17 TWh.

Un tel développement correspond au scénario maximum, avec une utilisation de 100% des surfaces adaptées au photovoltaïque (toits, façades et espaces libres). Le principal obstacle à l'exploitation de ce potentiel est la rentabilité. En effet, celle-ci ne pourrait être obtenue qu'avec un encouragement massif de la part de l'État ou par le biais d'une hausse des prix de l'électricité.

Alors que l'efficacité augmente grâce aux progrès technologiques, les équivalents CO<sub>2</sub> et les coûts de revient baissent continuellement en raison du grand développement dans le monde entier depuis trois décennies. Les coûts de revient, c'est-à-dire les coûts de production seuls sans transport ni taxes, dépendent fortement de l'ensoleillement.

En 2018, la production d'électricité photovoltaïque en Suisse a contribué pour 3,4% à la production totale d'électricité. Avec l'installation sur les façades, le photovoltaïque contribue à combler les lacunes d'approvisionnement en hiver. Les installations photovoltaïques dans les régions alpines fournissent jusqu'à 30% de courant en plus par rapport à celles du Plateau suisse.

## 2. Situation actuelle

Le Conseil fédéral et l'AES soutiennent un approvisionnement énergétique neutre pour le climat sur le long terme. La décarbonation ne sera possible qu'avec une forte électrification.<sup>1</sup> Une part importante de la production neutre pour le climat doit – en conformité avec l'Accord de Paris sur le climat – provenir du photovoltaïque d'ici à 2050. La production d'électricité issue du photovoltaïque est aussi ancrée dans la Stratégie énergétique 2050 comme un pilier important de notre approvisionnement en énergie.

<sup>1</sup> AES 2020b, page 1

## 2.1 Le photovoltaïque en Suisse

À moyen terme, la Suisse doit remplacer le courant nucléaire qui ne sera plus produit, d'un ordre de grandeur de 24 TWh d'énergie en ruban. En Suisse également, la production photovoltaïque a pris nettement d'essor ces dernières années. La forte croissance des années précédentes était due notamment à l'introduction de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), via laquelle l'exploitant d'une installation pouvait, à l'origine pendant 20 ans, injecter dans le réseau le courant solaire à des prix fixés par contrat et couvrant les frais, ou peut, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, pendant 15 ans, injecter du courant dans le réseau à des prix alignés sur les coûts.<sup>2</sup> Étant donné que les coûts des modules et les coûts d'investissement ont eux aussi chuté significativement ces dernières années, on peut partir du principe qu'un point critique a déjà été atteint, également en raison de la RPC et de l'exonération des coûts du réseau. Actuellement, la part de production PV est de 3,38%.<sup>3</sup>

## 2.2 Le photovoltaïque en Europe et dans le monde

L'essor du photovoltaïque en Europe et dans le monde est principalement influencé par la situation relative aux subventions et par la volonté politique dans les différents pays. En Europe (UE-28), en 2019, le développement du photovoltaïque a été, considéré globalement, le plus élevé depuis 2011 (voir illustration 1). 16,7 GW de nouvelle capacité ont été installés. Cela correspond à une hausse de 104% par rapport à 2018. En 2019, ce sont l'Espagne et l'Allemagne qui ont le plus développé leur production.

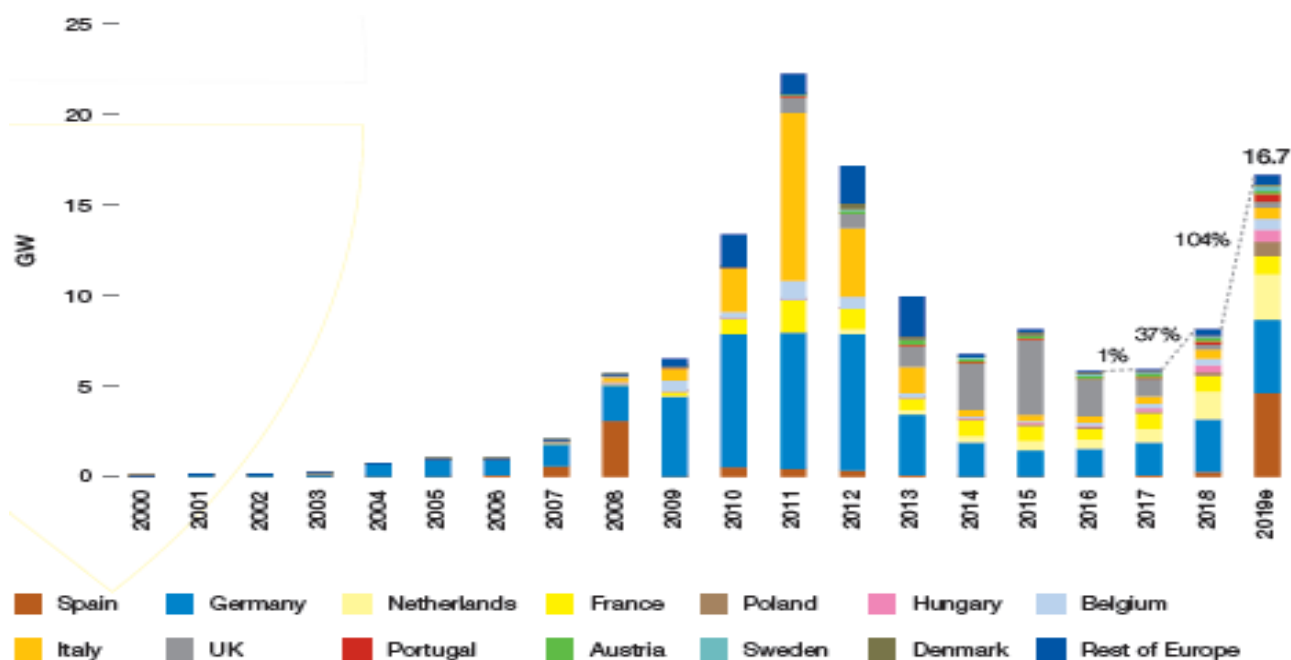


Illustration 1: Développement annuel des capacités installées de photovoltaïque dans l'UE-28 entre 2000 et 2018<sup>4</sup>

Si l'on considère le monde entier, la Chine occupe une position dominante. 70% des modules sont désormais fabriqués en Chine et à Taïwan, et 15% proviennent de l'espace ASEAN. Les taux de croissance prévus dans le monde sont toujours nettement au-dessus des 10%. Ainsi, le marché photovoltaïque mondial

<sup>2</sup> OEnE, annexe 1.2, paragraphe 3

<sup>3</sup> Voir Tableau 5

<sup>4</sup> SPE 2019a, page 9

grossit énormément, comme le montre l'évolution des capacités installées dans le monde, présentée à l'illustration 2.

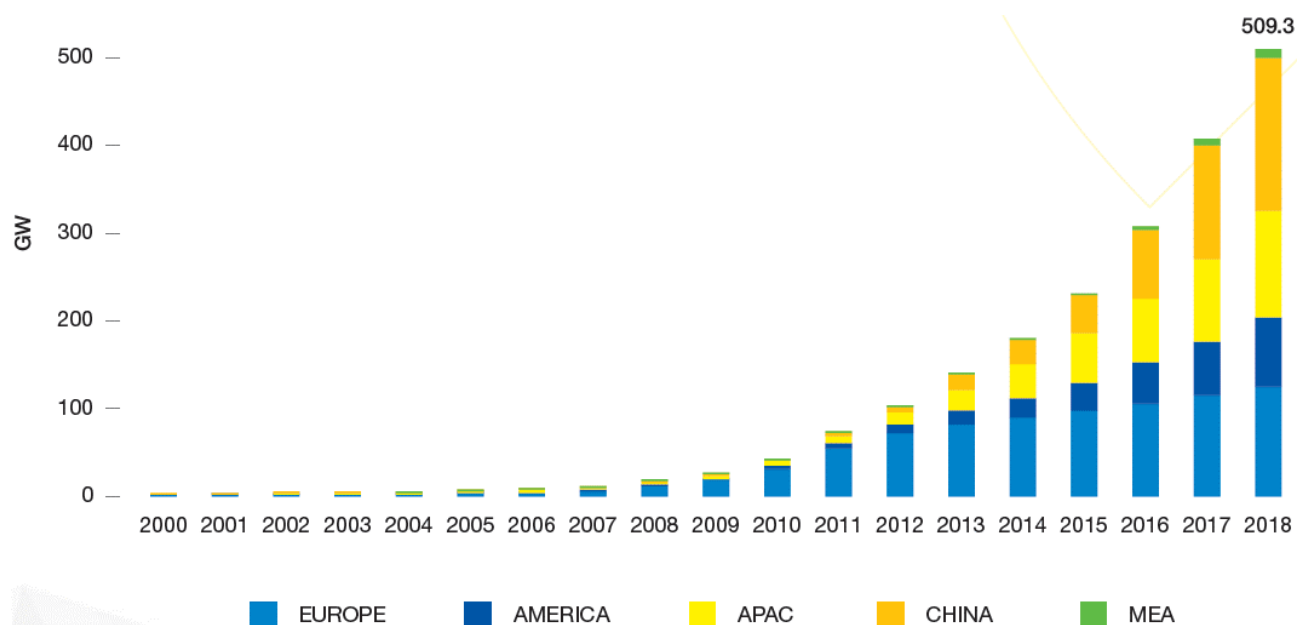


Illustration 2: Capacités totales installées de photovoltaïque dans le monde entre 2000 et 2018, par régions<sup>5</sup>

### 3. La technologie photovoltaïque

Une installation PV convertit la lumière solaire directement en électricité. Cette conversion repose essentiellement sur l'utilisation de cellules en silicium (mono- et polycristallin). Les cellules solaires en couche mince, à base de tellure de cadmium (CdTe), de silicium amorphe ou de cuivre-indium-(gallium)-sélénium (CIS/CIGS) atteignent un rendement certes moins important, mais produisent une électricité moins coûteuse car leur coût de fabrication est nettement moins élevé.

Efficacité de la technologie cellulaire	Valeurs de départ (2000)	Aujourd'hui (2020)
Cellules en silicium monocristallin	26%	34,1%
Cellules en silicium polycristallin (ou multicristallin)	25%	26,7%
Cellules en couches minces (CIGS)	17%	23,4%
Cellules photovoltaïques tandem ( <i>III-V multijunction concentrator</i> )	34%	47,1%
Cellules photovoltaïques organiques (OSC)	4%	11,2%

Tableau 1: Taux d'efficacité des différentes technologies cellulaires<sup>6</sup>

Actuellement, les taux d'efficacité figurant dans le tableau 1 sont nettement dépassés, au moins en laboratoire. Puisque le photovoltaïque consiste en une conversion directe de la lumière solaire, la production tombe à près de zéro lorsque le soleil ne brille pas. La production ne peut donc pas être gérée de façon ciblée. Par conséquent, les installations PV ne peuvent contribuer aux capacités disponibles de manière

<sup>5</sup> SPE 2019b, page 14

<sup>6</sup> Fraunhofer 2019, page 27

fiable que sous certaines conditions et à la sécurité d’approvisionnement, notamment pendant le semestre d’hiver, seulement de manière limitée. En combinaison avec des dispositifs de stockage et avec l’intégration des véhicules électriques bivalents, la production de courant photovoltaïque peut être mieux graduée.

Il existe des modèles de production bien définis en fonction de l’ensoleillement: sur des périodes d’une journée ou d’une année, la production suit une courbe en forme de cloche. Le maximum étant atteint à midi (ou en été), les installations PV peuvent contribuer à couvrir la charge de pointe de mi-journée. Près des deux tiers de la production annuelle d’une installation sur le toit sont réalisés pendant le semestre d’été. Pour une installation sur une façade (ou une installation sur le toit avec un degré d’inclinaison supérieur à 70%), la production hivernale peut être augmentée pour atteindre 65% au maximum par rapport à l’été. La production d’électricité photovoltaïque ne peut pas être modulée, elle peut uniquement être stoppée. Néanmoins, si les conditions météorologiques sont stables, le photovoltaïque permet d’élaborer des prévisions relativement précises.

Sur le Plateau suisse, on peut tabler sur environ 950 à 1000 heures de pleine charge pour une installation photovoltaïque. Sur les sites de plus haute altitude, en Valais ou en Engadine par exemple, ces installations atteignent des valeurs d’ensoleillement pouvant aller jusqu’à 1500 heures de pleine charge. Différents portails web permettent de calculer facilement les prévisions exactes des heures de pleine charge ainsi que le rendement annuel d’une installation photovoltaïque en fonction du site.

Selon les bilans écologiques, des gaz à effet de serre de 50 à 100 g d’équivalent CO<sub>2</sub>/kWh sont émis, en fonction de la technologie et de l’orientation des cellules photovoltaïques, voir tableau 2. On peut partir du principe que les futures installations photovoltaïques atteindront des équivalents CO<sub>2</sub>/kWh plus faibles, en raison de la consommation plus basse de matériaux. Pour les cellules au silicium, le besoin en matériaux a déjà largement baissé ces dernières années, passant de 16 à 4 g/Wp.<sup>7</sup>

Technologie / équivalents CO <sub>2</sub> /kWh	Nouvelles installations	
	Aujourd’hui	2050
Photovoltaïque multicristallin	39–69	7–45
Photovoltaïque monocristallin	62–109	11–71
Photovoltaïque couches minces	25–43	8–30

Tableau 2: Émissions de gaz à effet de serre du photovoltaïque (en g d’éq. CO<sub>2</sub>/kWh) aujourd’hui et en 2050<sup>8</sup>

#### 4. Potentiel

Selon le cadastre solaire de la Confédération, les installations sur les toitures et les façades suisses pourraient produire chaque année 67 TWh de courant solaire<sup>9</sup>: le potentiel électrique des toitures suisses s’élève à 50 TWh, tandis que 17 TWh supplémentaires par an correspondant au potentiel des façades viennent s’y ajouter. La plupart des études analysent surtout le potentiel PV des toitures et des façades, car il existe à ce sujet un large consensus qui veut que les surfaces déjà bâties soient utilisées en premier lieu pour une extension du photovoltaïque. Une étude plus récente de l’EPFL<sup>10</sup>, qui prend en compte d’autres paramètres en plus de l’ensoleillement, évalue en revanche le potentiel à un niveau nettement plus bas. Les résultats des études sont parfois très éloignés les uns des autres, car ils répondent à des hypothèses

<sup>7</sup> Fraunhofer 2019, page 8

<sup>8</sup> OFEN 2017, page 10

<sup>9</sup> OFEN 2019c

<sup>10</sup> Assouline et al. 2018

différentes, ne serait-ce qu'au vu des incertitudes engendrées par la modélisation – comme par exemple concernant les prescriptions vis-à-vis de la faisabilité. En tenant compte du potentiel des espaces libres, qui, selon une estimation prétendument prudente<sup>11</sup>, s'élève à environ 15 TWh supplémentaires, le potentiel total disponible à long terme serait de 82 TWh, voir tableau 3.

	<b>Bâtiment/toits</b>	<b>Façades</b>	<b>Espaces libres/autres</b>	<b>Potentiel maximum</b>
EPFL	24 TWh (+/- 9 TWh)	–	–	–
OFEN	50 TWh	17 TWh	15 TWh	<b>82 TWh</b>
Meteotest <sup>12</sup>	49 TWh	17 TWh	52 TWh	<b>118 TWh</b>
<b>Position de l'AES</b>	<b>41 TWh</b>	<b>17 TWh</b>	<b>33 TWh</b>	<b>91 TWh</b>
dont à court terme	24 TWh	8 TWh	7 TWh	39 TWh

Tableau 3: Potentiel des installations photovoltaïques à court et long terme

#### 4.1 Installations sur les toitures

Pour le calcul du potentiel, l'OFEN n'a pris en compte que des toitures d'au moins 10 m<sup>2</sup> bénéficiant d'un bon ensoleillement. Pour être proche de la réalité, il a pris comme base un taux de 70% de couverture avec modules. Le parc de bâtiments actuel dispose de 400 km<sup>2</sup> de toitures, dont environ deux tiers sont appropriés pour des installations photovoltaïques. Les sites Internet [www.toitsolaire.CH](http://www.toitsolaire.CH) et [www.facade-au-soleil.CH](http://www.facade-au-soleil.CH) montrent en toute simplicité dans quelle catégorie d'aptitude se trouvent les toitures et les façades des bâtiments, de «faible» à «très bonne».<sup>13</sup>

#### 4.2 Installations sur les façades

En 2019, l'OFEN a fondamentalement recalculé le potentiel des façades, en collaboration avec l'Office fédéral de topographie (swisstopo) et l'Office fédéral de météorologie et de climatologie (MétéoSuisse). Il a pris en compte de plus grandes surfaces adjacentes avec une surface utilisable d'ensoleillement d'au moins 20 m<sup>2</sup>. La production avec une orientation verticale permet, comparativement, de meilleurs rendements en hiver, et c'est précisément en hiver que la production d'électricité issue d'énergies renouvelables est importante pour combler les lacunes d'approvisionnement. Grâce à la diversité croissante des modules PV, leur utilisation suscite toujours plus d'intérêt également dans l'architecture du bâtiment.

#### 4.3 Installations en plein champ (en particulier régions de montagne)

Le droit de l'aménagement du territoire en vigueur n'exclut pas les installations solaires isolées. Actuellement, les installations en plein champ (sur des espaces libres) ne revêtent encore qu'une importance minimale ou se trouvent, par exemple dans les zones alpines, dans une situation difficile. Des projets en plein champ tels qu'une extension du barrage de Muttsee, situé à 2500 m d'altitude, peuvent être intéressants: sur ce site, une installation de 2 MW avec 7000 modules pourrait être construite sur 12 000 m<sup>2</sup>. Le courant serait produit pour moitié pendant le semestre d'hiver.<sup>14</sup> En raison de l'intensité plus élevée de l'ensoleillement, du brouillard plus faible, des températures plus froides et de la lumière du soleil reflétée par la neige, les valeurs de rendement des espaces libres dans les niveaux alpins sont de 25 à 30% meilleures. Néanmoins, en cas de manque d'intégration dans le réseau, les investissements sont très élevés en comparaison avec les installations intégrées. D'autres possibilités se présentent en particulier dans les

<sup>11</sup> Swissolar 2019a

<sup>12</sup> Remund et al. 2019, page 4

<sup>13</sup> Le cadastre solaire (toit solaire et façade solaire) est aussi disponible en ligne sous forme de cartes de Swisstopo (toits et façades).

<sup>14</sup> Axpo 2020

domaines skiables, sur des installations de transport et des remontées mécaniques existantes, ou dans des zones spéciales.

## 5. Rentabilité

### 5.1 Investissements et coûts de revient

Les coûts d'investissement spécifiques diminuent à mesure que la surface exploitée croît, et varient selon le type d'installation (ajoutée ou intégrée à la toiture, en plein champ). Le fort développement du solaire à travers le monde a entraîné ces dernières années une chute surprenante des coûts d'investissement. En supposant, à l'instar de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), que cette tendance se poursuive, on peut envisager que les coûts diminueront de deux tiers d'ici à 2050, voir aussi tableau 4. Par ailleurs, les installations PV nécessitent peu de maintenance.

Technologie	Nouvelles installations		
	Aujourd'hui	2035	2050
10 kWp	18–31	9–22	8–19
1000 kWp	8–13	4–10	3–9

Tableau 4: Coûts de revient pour les installations photovoltaïques nouvellement construites en Suisse (en ct./kWh)<sup>15</sup>

#### 5.1.1 Courbe d'apprentissage mondiale

Les prix des modules PV à travers le monde ont connu depuis les années 1970 une baisse pratiquement continue en raison des économies d'échelle et de l'expérience accumulée («courbe d'apprentissage»), voir illustration 3). Le taux d'apprentissage s'élève à environ 24%, ce qui signifie que le prix des modules diminue de 24% à chaque fois que la quantité produite est multipliée par deux. Le recul des prix des modules est plus important que pour le reste des composants tels que les onduleurs et les installations, et ne doit donc pas être mis sur le même plan que celui des systèmes photovoltaïques.

<sup>15</sup> OFEN 2017, page 7

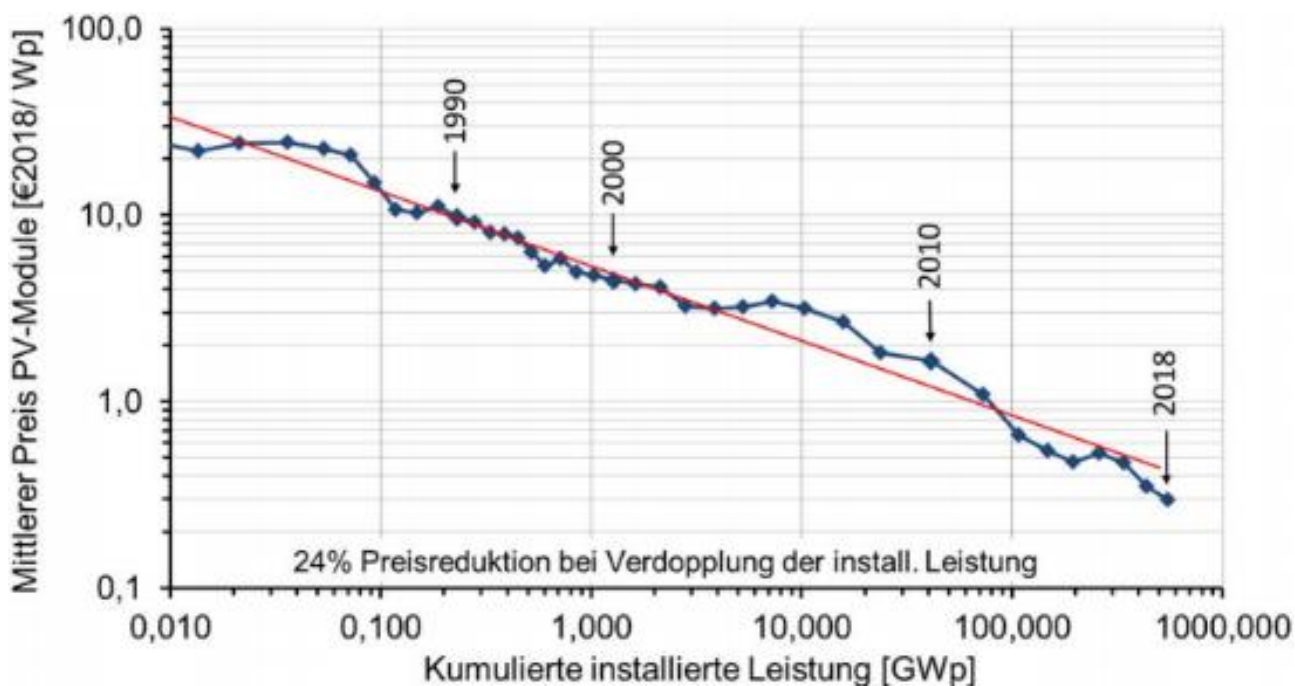


Illustration 3: Courbe d'apprentissage pour les modules PV: le prix du module (ici en €/Wp) diminue d'environ 24% à chaque doublement des capacités mondiales installées.<sup>16</sup>

### 5.1.2 Communautés d'autoconsommateurs

Afin de rendre la rentabilité du courant produit au moyen d'installations solaires plus attractive, le regroupement dans le cadre de la consommation propre a été défini dans la Loi sur l'énergie. On considère qu'il s'agit de consommation propre lorsque les exploitants d'installations consomment, sur le lieu de production, tout ou partie de l'énergie qu'ils ont eux-mêmes produite. Ils peuvent aussi vendre tout ou partie de cette énergie pour qu'elle soit consommée sur le lieu de production.<sup>17</sup> Souvent, la mesure technique de la consommation propre pose problème aux gestionnaires de réseau. Comme alternative à la communauté d'autoconsommateurs, la consommation propre peut être augmentée jusqu'à plus de 70% en fonction de la complexité du système afin de réaliser sur place la plus grande consommation possible, voir illustration 4.

<sup>16</sup> Fraunhofer 2020, page 9

<sup>17</sup> LEne, art. 16, al. 1

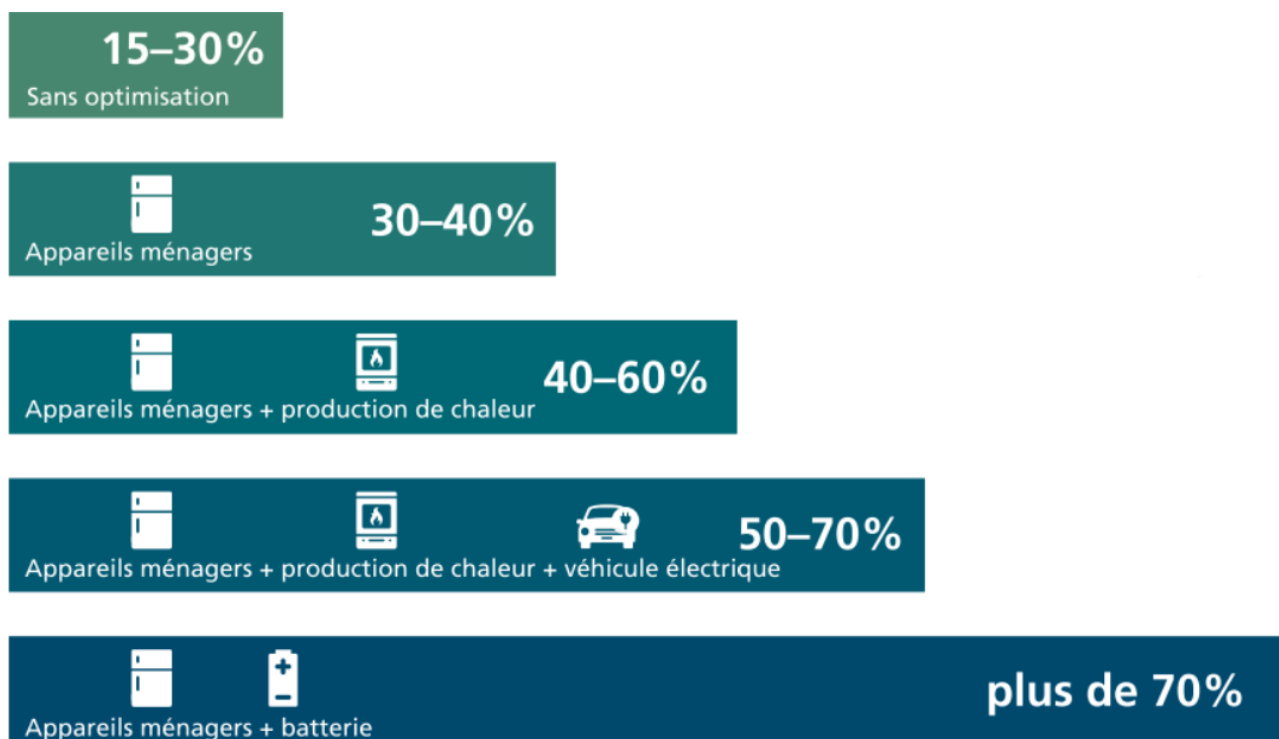


Illustration 4: Parts de consommation propre atteignables<sup>18</sup>

### 5.1.3 Rémunération du réseau

Actuellement, le financement à long terme des réseaux électriques se fonde sur le modèle de soutirage. Cela signifie que les consommateurs finaux paient la rénovation et la maintenance du réseau via l'utilisation de celui-ci. À long terme, avec le développement du photovoltaïque (production décentralisée) qui sera aussi consommé en propre sur place, le flux de courant moyen dans le réseau diminuera, ce qui entraînera des coûts de réseau plus élevés par unité énergétique. Il en résulte une désolidarisation entre les utilisateurs des installations photovoltaïques et les consommateurs de courant centralisés. Il faudrait tabler sur des valeurs de l'ordre de 10 ct./kWh de contributions d'investissement manquantes, en particulier pour les clients basse tension.<sup>19</sup> Un supplément sous forme de contribution aux coûts du réseau du côté de la production décentralisée péjorerait quant à lui la rentabilité des installations photovoltaïques.

## 5.2 Systèmes de rétribution

### 5.2.1 Rétribution de l'injection

Depuis 2008, l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables fait l'objet de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Avec l'entrée en vigueur de la Loi sur l'énergie révisée au 1<sup>er</sup> janvier 2018, le système de la RPC connu jusqu'à présent a été transformé en une rétribution de l'injection alignée sur les coûts, avec un système de commercialisation directe. Cette transformation entendait mener à une meilleure intégration du courant issu des énergies renouvelables sur le marché. Les installations bénéficiant d'une

<sup>18</sup> OFEN 2018, page 11

<sup>19</sup> AES 2020a, page 5



rétribution selon l'ancien droit continuent de la recevoir, sauf les installations à partir de 500 kW, qui ont dû passer à la commercialisation directe au 1<sup>er</sup> janvier 2020. Ce type de soutien est limité dans le temps par la Loi sur l'énergie révisée: à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023, le système de rétribution de l'injection ne prendra plus aucun nouvel engagement.<sup>20</sup>

Avec la nouvelle Loi sur l'énergie, le supplément réseau est passé de 1,5 à 2,3 ct./kWh afin de fournir davantage de moyens au fonds alimenté par ce supplément. Depuis, les listes d'attente pour l'encouragement des installations photovoltaïques ont pu être nettement réduites. À partir de 2020, le temps d'attente doit être rapporté à moins d'un an.<sup>21</sup> L'augmentation du supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension sert principalement à financer la rétribution de l'injection et des rétributions uniques.

### 5.2.2 Rétribution unique (PRU, GRU)

Depuis 2014, les exploitants d'une installation PV peuvent aussi choisir une rétribution unique (RU). Ils reçoivent alors une contribution unique aux coûts d'investissement, qui s'élève à environ 30% de ceux-ci. Avec la Loi sur l'énergie révisée et la nouvelle Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, les grandes installations (> 100 kW) peuvent elles aussi demander une RU depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, voir illustration 5. Les installations PV peuvent recevoir un encouragement jusqu'en 2030; ensuite, plus aucun encouragement ne devrait être accordé.

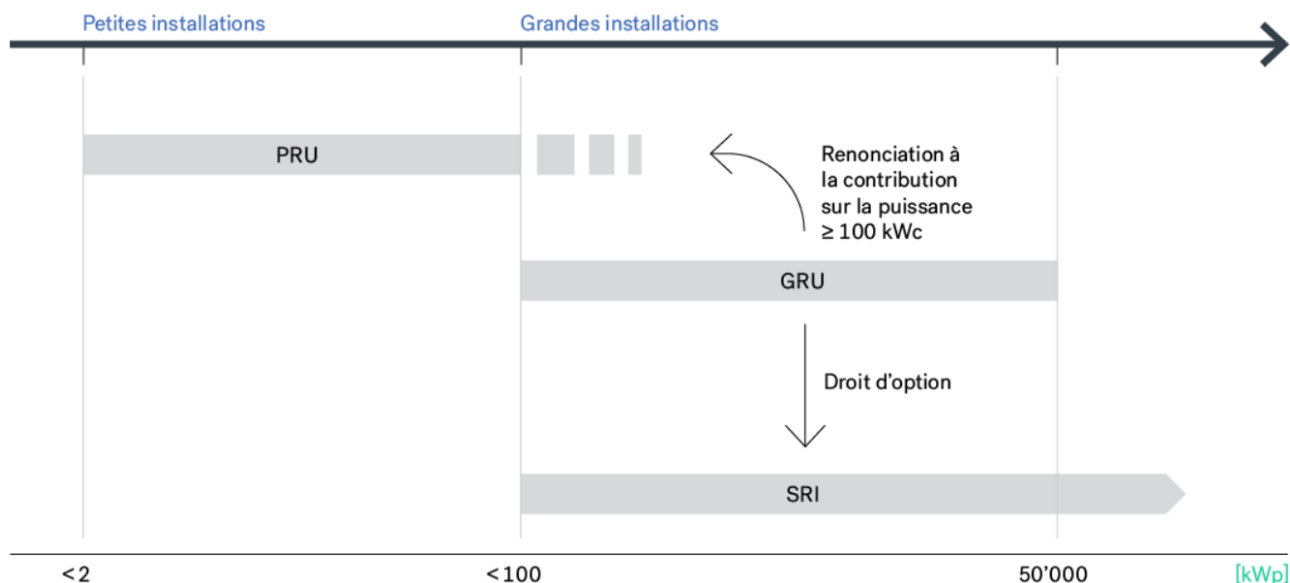


Illustration 5: Modèles d'encouragement pour les installations photovoltaïques en fonction de leur puissance installée<sup>22</sup>

### 5.2.3 Valeur du solaire (*value of solar*)

Si l'on considère certains États américains, on constate que différents tarifs s'y développent (*value of solar*), qui tiennent compte de la valence temporelle et géographique de la production photovoltaïque. On essaie

<sup>20</sup> LEné, art. 38

<sup>21</sup> OFEN 2019a

<sup>22</sup> Pronovo 2020a

ainsi d'atteindre un encouragement précis et efficace en termes de coûts. Il en résulte une meilleure pénétration.<sup>23</sup>

## 6. Conditions-cadre

### 6.1 Stratégie énergétique 2050 (SE 2050)

La SE 2050 accorde une grande importance au photovoltaïque. Environ 20% du courant devra un jour provenir de la production solaire. Les futurs volets de mesures de la SE 2050 prévoient probablement la poursuite du soutien aux producteurs d'énergie renouvelable, surtout pour atteindre les objectifs à long terme de la SE 2050.

### 6.2 Procédures d'approbation des plans

Avec la révision de la Loi sur l'aménagement du territoire (LAT) et l'ordonnance y relative (OAT), des installations solaires peuvent être construites en appliquant une obligation simplifiée de notification au lieu d'une procédure d'autorisation de construire.<sup>24</sup> Font exception les installations qui sont classées comme biens culturels ou sites naturels, ainsi que les objets protégés et les zones protégées d'importance nationale. Les cantons et, éventuellement aussi, les communes peuvent toutefois interpréter la procédure de notification différemment, avec une certaine flexibilité, et demander des autorisations de construction. À quelques exceptions près, les intérêts que représentent le recours à l'énergie solaire ont davantage de poids que les requêtes esthétiques. Une notification 30 jours avant le début de la construction est recommandée par les autorités. Les installations d'une puissance supérieure à 30 kVA nécessitent une procédure d'approbation des plans.<sup>25</sup> Les installations avec une puissance plus basse sont exemptées de l'obligation de soumettre les plans pour approbation.<sup>26</sup>

## 7. Aperçu des principaux chiffres

Le tableau 5 récapitule les principaux chiffres concernant l'évolution de la production photovoltaïque.

Catégorie	2017	2018
Nombre d'installations photovoltaïques (Swissolar 2019b)	70 070	83 870
Nombre d'installations photovoltaïques (Pronovo 2020b)	66 253	73 995
Puissance installée [MW] (Swissolar 2019b)	1906	2173
Production provenant d'installations raccordées au réseau [GWh/a] (OFEN 2019b)	1681	1942
<b>Hausse/baisse de la production provenant d'installations raccordées au réseau</b>	<b>26%</b>	<b>16%</b>
Production provenant d'installations autonomes [GWh/a] (OFEN 2019b)	2,1	2,9
<b>Rendement spécifique d'énergie provenant d'installations raccordées au réseau [kWp] (OFEN 2019b)</b>	<b>970</b>	<b>980</b>

<sup>23</sup> Jahn et al. 2019

<sup>24</sup> LAT, art. 18a

<sup>25</sup> D'après OAT, art. 1, al. 2, let. b

<sup>26</sup> ESTI 2020

Consommation nationale d'électricité [GWh/a] (OFEN 2019d)	62 877	61 984
Part de la production dans la consommation d'énergie totale	3,26%	3,38%
Durée de vie minimum [en années] (Swissolar 2019b)	30	30
Coûts moyens [ct./kWh] (Swissolar 2019b)	–	12

Tableau 5: Aperçu des chiffres-clés

## 8. Sources

<u>AES 2020a</u>	Parité réseau. Document de connaissances de base, Association des entreprises électriques suisses
<u>AES 2020b</u>	Document de prise de position Sécurité d'approvisionnement. Association des entreprises électriques suisses, disponible uniquement pour les membres de l'AES
<u>Assouline et al. 2018</u>	«Large-scale rooftop solar photovoltaic technical potential estimation using Random Forests.» Dan Assouline, Nahid Mohajeri et Jean-Louis Scartezzini, Applied Energy, volume 217, pages 189–211
<u>Axpo 2020</u>	«Solarenergie aus den Bergen.» Contenu en allemand d'une page Internet d'Axpo sur l'énergie solaire, consultée le 12.05.2020
<u>ESTI 2020</u>	Construction d'installations photovoltaïques. Site Internet de l'Inspection fédérale des installations à courant fort ESTI, consulté le 12.05.2020
<u>Fraunhofer 2019</u>	«Photovoltaics Report.» Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
<u>Fraunhofer 2020</u>	«Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.» Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, version du 26.03.2020
<u>Jahn et al. 2019</u>	«Photovoltaik-Eigenversorgung. Erfahrungen aus den Net-Energy-Metering-Programmen der USA.» Andreas Jahn, Megan O'Reilly et Matthias Deutsch, Regulatory Assistance Project
<u>LAT</u>	Loi fédérale sur l'aménagement du territoire du 22.06.1979, version du 01.01.2019, RS 700
<u>LEne</u>	Loi sur l'énergie du 30.09.2016, version du 01.11.2017, RS 730
<u>OAT</u>	Ordonnance sur l'aménagement du territoire du 28.06.2000, version du 01.03.2020, RS 700.1
<u>OEnER</u>	Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables du 01.11.2017, version du 01.01.2020, RS 730.03

<a href="#"><u>OFEN 2017</u></a>	Potentiels, coûts et impact environnemental des installations de production d'électricité. Synthèse du 01.11.2017, Office fédéral de l'énergie
<a href="#"><u>OFEN 2018</u></a>	Comment optimiser la consommation propre de courant solaire. Manuel, établi par le VESE, Office fédéral de l'énergie
<a href="#"><u>OFEN 2019a</u></a>	Promotion de la production d'électricité renouvelable: un raccourcissement significatif du délai d'attente. Communiqué de presse du 22.10.2019, Office fédéral de l'énergie
<a href="#"><u>OFEN 2019b</u></a>	Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2018. Extrait de la statistique suisse des énergies renouvelables, Office fédéral de l'énergie
<a href="#"><u>OFEN 2019c</u></a>	Les toits et les façades des maisons suisses pourraient produire 67 TWh d'électricité solaire par an. Communiqué de presse du 15.04.2019, Office fédéral de l'énergie
<a href="#"><u>OFEN 2019d</u></a>	Statistique globale suisse de l'énergie 2018. Office fédéral de l'énergie
<a href="#"><u>Pronovo 2020a</u></a>	Rétribution unique (RU). Site Internet de Pronovo, consulté le 12.05.2020
<a href="#"><u>Pronovo 2020b</u></a>	Pronovo Cockpit 2019-Q4. Cockpit trimestriel de Pronovo sur la rétribution unique et le système de rétribution de l'injection.
<a href="#"><u>Remund et al. 2019</u></a>	«Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude.» Jan Remund, Simon Albrecht et David Stickelberger, document de conférence pour le symposium photovoltaïque à Bad Staffelstein 2019
<a href="#"><u>SPE 2019a</u></a>	EU Market Outlook for Solar Power / 2019 - 2023. Solar Power Europe
<a href="#"><u>SPE 2019b</u></a>	Global Market Outlook for Solar Power / 2019 - 2023. Solar Power Europe
<a href="#"><u>Swissolar 2019a</u></a>	Étude de l'OFEN: le potentiel solaire suisse est plus élevé que nécessaire. Communiqué de presse du 15.04.2019, Swissolar
<a href="#"><u>Swissolar 2019b</u></a>	Électricité solaire. Fiche d'information de Swissolar, état en juillet 2019. N'est plus disponible en ligne car l'édition la plus récente prend à chaque fois le même emplacement de stockage. Consulté le 12.05.2020 (version avec état en avril 2020 en ligne)