

# Électricité photovoltaïque et solaire thermique

Document de connaissances de base, état: janvier 2018

## 1. Synthèse

Les installations photovoltaïques (PV) transforment directement la lumière du soleil en électricité, et leur production varie en fonction de l'ensoleillement. Les installations solaires thermiques transforment la lumière en chaleur, celle-ci entraînant à son tour une turbine à vapeur.

La production électrique provenant des installations PV en Suisse représente aujourd'hui moins de 10% du volume de production total. Le photovoltaïque ne fait désormais plus partie des techniques de production les plus onéreuses. Le coût de revient, c'est-à-dire le coût de production seul sans transfert ni redevance, dépend fortement de l'ensoleillement. Dans le sud de l'Europe, où l'ensoleillement est deux fois plus élevé qu'en Suisse, le prix de l'électricité solaire est quasiment moitié moindre. Sous ces latitudes, le photovoltaïque et le solaire thermique se situent pratiquement au même niveau de prix.

En raison des développements techniques, de l'essor du photovoltaïque à travers le monde et de la baisse consécutive des coûts des modules, le coût de revient diminue de manière continue depuis trente ans. On estime que d'ici à 2050, la Suisse pourrait produire environ 14 TWh d'électricité à partir de l'énergie solaire.

Une telle progression correspondrait à un scénario maximal avec une exploitation de 80% de la surface utilisable pour le photovoltaïque, et de près de 45% de l'ensemble des surfaces bâties. Le plus grand obstacle à l'exploitation de ce potentiel reste la rentabilité. Un encouragement massif de l'État semble indispensable.

## 2. Situation actuelle

### 2.1 Le photovoltaïque en Suisse

La production des installations PV en Suisse a largement augmenté ces dernières années. La capacité installée s'élevait en 2005 à 26 MW, alors qu'elle a atteint environ 1664 MW en 2016.<sup>1</sup> Les gigawattheures produits par des installations PV ont été multipliés par 65 depuis 2005. La forte croissance des dernières années est due notamment à l'introduction de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), via laquelle l'exploitant d'une installation peut injecter dans le réseau le courant solaire pendant 20 ans<sup>2</sup> ou, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, pendant 15 ans<sup>3</sup>, à des prix fixés par contrat et couvrant les frais ou, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, à des prix alignés sur les coûts (cf. chapitre 8). Malgré cette forte croissance, l'énergie solaire contribue à moins de 10% de la production suisse d'électricité.

<sup>1</sup> Source: OFEN 2017a

<sup>2</sup> Source: OEne 2015

<sup>3</sup> Source: OEneR 2018

## 2.2 Le photovoltaïque en Europe et dans le monde

L'essor du photovoltaïque en Europe est principalement influencé par la situation relative aux subventions dans les différents pays. En Europe, d'une manière générale, 2016 a été une année décevante en termes de développement du photovoltaïque. Seuls 6,7 GW de nouvelle capacité ont été installés. Cela correspond à un recul de 22% par rapport à l'année précédente.<sup>4</sup> En 2016, ce sont la Grande-Bretagne et l'Allemagne qui ont le plus développé leur production.

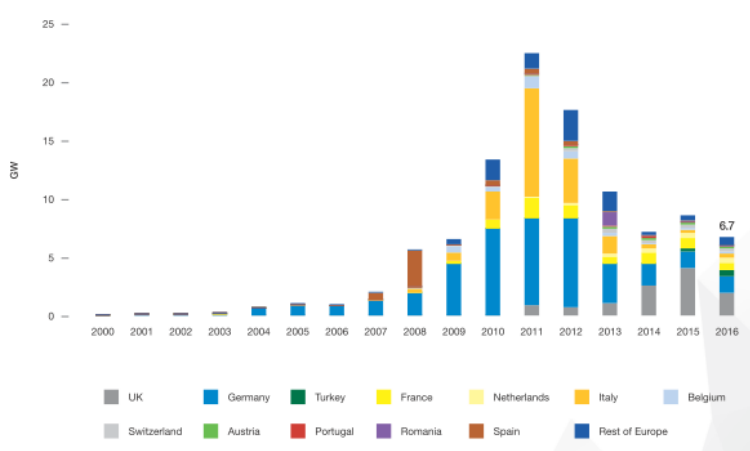


Illustration 1. Développement annuel des capacités installées de photovoltaïque. Source: SolarPower Europe 2017.

Parmi les pays européens, l'Allemagne a les capacités installées de photovoltaïque les plus importantes, suivies par l'Italie et le Royaume-Uni.

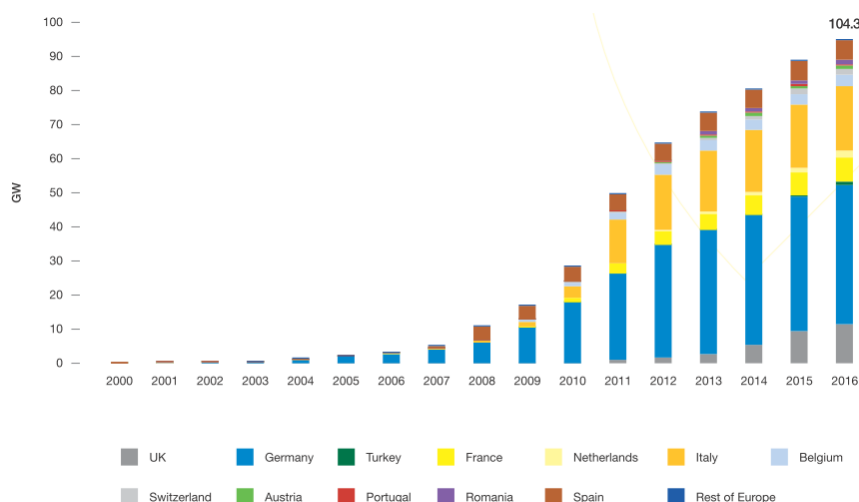


Illustration 1. Total des capacités annuelles installées de photovoltaïque en Europe. Source: SolarPower Europe 2017.

En Europe, la puissance installée ajoutée annuellement pour le photovoltaïque a fortement baissé ces dernières années. À l'échelle mondiale, en revanche, le développement a largement augmenté. Cette évolution

<sup>4</sup> Source: SolarPower Europe 2017

a surtout été portée par les continents asiatique et américain. Dans les cinq ans à venir, si l'on part d'un scénario moyen, le taux de croissance en Europe avoisine les 10% (Illustration 2).

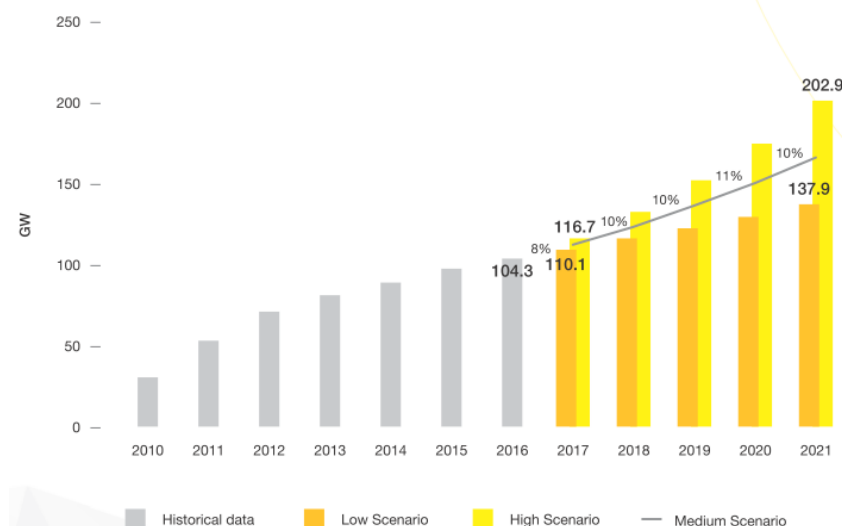


Illustration 2. Scénarios de l'évolution de la puissance installée totale en Europe. Source: SolarPower Europe 2017.

### 2.3 Production d'électricité solaire thermique

Il n'existe en Suisse aucune installation de production d'électricité solaire thermique, ni en phase d'exploitation, ni de planification.

À l'échelle mondiale, la puissance solaire thermique installée s'élevait en 2016 à environ 471 GWth, dont près de 8% en Europe, notamment en Allemagne, en Autriche, en Grèce et en Italie. Le marché du solaire thermique dans l'UE diminue depuis des années, d'environ 7% par an. En 2016, la plupart des installations mises en service l'ont été en Chine. La Chine est aussi en tête du classement mondial en termes de puissance installée totale, avec 337 GWth, ce qui correspond à dix fois la puissance installée à l'échelle européenne. Le numéro deux du classement est la Turquie.<sup>5</sup>

## 3. État de la technologie et développement futur

### 3.1 Photovoltaïque

Une installation PV convertit la lumière solaire directement en électricité, avec un rendement de 10% à 20%. Actuellement, ce rendement est nettement dépassé, du moins en laboratoire. Cette conversion repose essentiellement sur l'utilisation de cellules en silicium (mono- et polycristallin). Les nouvelles générations de 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.

<sup>5</sup> Source: EurObserv'ER 2017

Plusieurs autres nouvelles technologies de photovoltaïque ont déjà été développées, p. ex. pour les applications mobiles:

- Cellules photovoltaïques organiques
- Cellules solaires multi-jonction à base de silicium
- Cellules solaires à pigment photosensible et à pérovskites
- Gestion des photons

Sur le Plateau suisse, une installation PV pourrait atteindre 950 à 1000 heures de production à pleine charge par an. Plusieurs portails Internet permettent de calculer facilement les prévisions exactes des heures à pleine charge et du rendement annuel d'une installation PV.

### 3.2 Production d'électricité solaire thermique

Une installation thermique solaire utilise des miroirs pour concentrer la lumière solaire sur un absorbeur, dont la température s'élève fortement. Cette chaleur permet de produire de la vapeur qui entraîne à son tour une turbine afin de générer de l'électricité. Dans de nombreux cas, le processus de production de vapeur est stabilisé grâce à l'utilisation de gaz en complément. Contrairement au photovoltaïque, le solaire thermique offre la possibilité de stocker la chaleur produite et de générer de l'électricité même par faible ensoleillement, par exemple le soir ou le matin. Les accumulateurs de chaleur sont cependant peu utilisés en raison de leur coût élevé et de leur complexité technique.

On distingue quatre types de centrales solaires thermiques: avec capteurs cylindro-paraboliques, avec collecteurs linéaires de Fresnel, avec miroirs paraboliques, et enfin les tours solaires.<sup>6</sup> Les centrales avec capteurs cylindro-paraboliques sont les plus développées. Les tours solaires et les collecteurs linéaires de Fresnel permettent d'espérer des avancées prometteuses en matière de réduction de la consommation d'eau ou d'optimisation du stockage de la chaleur.

Contrairement au photovoltaïque, le solaire thermique ne fonctionne pas en cas de brouillard ou de couverture nuageuse, car il ne permet pas d'exploiter ce rayonnement solaire dit «diffus» – qui représente par exemple à Zurich 55% du rayonnement global. C'est la raison pour laquelle l'Europe centrale n'est pratiquement pas concernée par ce type d'installation. En revanche, les sites qui bénéficient d'un fort rayonnement direct s'avèrent adaptés à cette technologie, par exemple dans le sud de l'Europe et surtout en Afrique du Nord.

## 4. Potentiel

### 4.1 Photovoltaïque

#### 4.1.1 Installations sur les toitures et les façades

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), le potentiel de surfaces de bâtiments exploitables s'élèverait en Suisse à environ 18 TWh (dont 15 TWh en toiture et 3 TWh en façade).<sup>7</sup> Cette estimation ne prend

<sup>6</sup> Source: AIE 2010b

<sup>7</sup> Source: AIE 2002

pas en compte les surfaces non adaptées pour des raisons architecturales (par exemple situées à l'ombre) ou liées à leur orientation (surfaces ne pouvant capter plus de 80% du rayonnement maximal local). On aboutit ainsi à l'ordre de grandeur suivant: 0,55 m<sup>2</sup> de surface photovoltaïque utile / m<sup>2</sup> de surface bâtie.

L'AES estime que, selon les conditions-cadre existantes, le potentiel réalisable d'ici à 2050 pourrait être compris entre 0,8 TWh et 14 TWh.<sup>8</sup> La seconde valeur correspond cependant à un scénario extrême avec une exploitation de 80% de la surface utilisable pour le photovoltaïque, et de près de 45% de l'ensemble des surfaces bâties. Le principal obstacle à l'exploitation de ce potentiel est la rentabilité.

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a réalisé des études de potentiel dans le cadre de ses Perspectives énergétiques 2035.<sup>9</sup> Ces études sont considérées comme les plus complètes car elles tiennent notamment compte de l'évolution dans le temps des coûts et des technologies, du climat, des mesures politiques et des cycles d'investissement. Elles basent leur définition du potentiel photovoltaïque uniquement sur l'utilisation des toitures et des façades, et sans aucune installation en plein champ. En 2017, l'OFEN a publié une nouvelle estimation du potentiel du photovoltaïque.

Les résultats des différentes évaluations de potentiel sont présentés dans le tableau 1 ci-dessous.

Potentiel (TWh)	2020	2035	2050
Attendu (OFEN 2017)		5,5-16	11-19
Attendu (AES)	3-4	5,5-16	11-19
Technique/écologique (OFEN 2007, AIE 2002)			18-20

Tableau 2. Potentiel de production d'électricité à partir d'installations PV en Suisse (toitures et façades).  
Sources: AES 2012, OFEN 2007, AIE 2002, OFEN 2017.

#### 4.1.2 Installations en plein champ

La plupart des études s'intéressent uniquement au potentiel photovoltaïque des toitures et des façades, car on estime généralement que la priorité pour le développement de la technologie réside dans l'utilisation des surfaces déjà construites. Les installations en plein champ ne répondent par exemple pas aux critères de qualité stricts du courant vert tels que définis par l'Association pour une énergie respectueuse de l'environnement (VUE), et elles ne peuvent pas recevoir la certification *naturemade star*.

À l'heure actuelle, les installations en plein champ peuvent cependant bénéficier de la RPC. En considérant non seulement toutes les surfaces utilisables en toiture et en façade, mais également le fait que chaque commune pourrait disposer d'un hectare d'installations en plein champ, une étude de potentiel estime à près de 45 TWh le potentiel photovoltaïque total à long terme.<sup>10</sup> Il semble toutefois aujourd'hui relativement peu probable que cela se concrétise ainsi.

<sup>8</sup> Source: AES 2012

<sup>9</sup> Source: OFEN 2007

<sup>10</sup> Source: ETS 2009

## 4.2 Production d'électricité solaire thermique

Les centrales solaires thermiques sont pour la plupart construites sur de grandes surfaces planes. Elles peuvent occuper de 30 à 300 hectares et atteindre une puissance de 10 à 100 MW. Une telle centrale doit pouvoir bénéficier d'un rayonnement vertical (non diffus) suffisant, soit un rayonnement direct normal (RDN) avoisinant les 2000 kWh/m<sup>2</sup>/a. Les sites adaptés se trouvent en principe dans le sud de l'Espagne et de l'Italie, mais surtout en Afrique du Nord (illustration 3). Selon la technologie utilisée, il est possible d'atteindre 1900 à 2600 heures de pleine charge.<sup>11</sup>

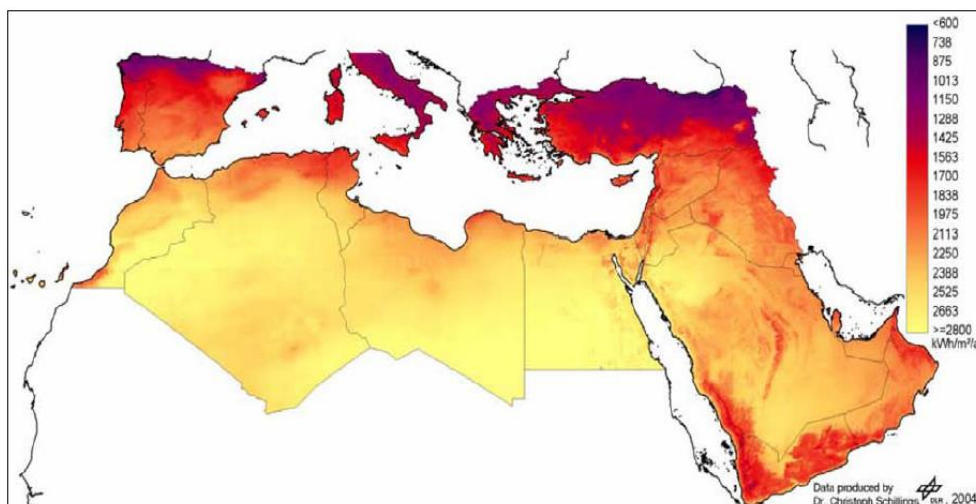
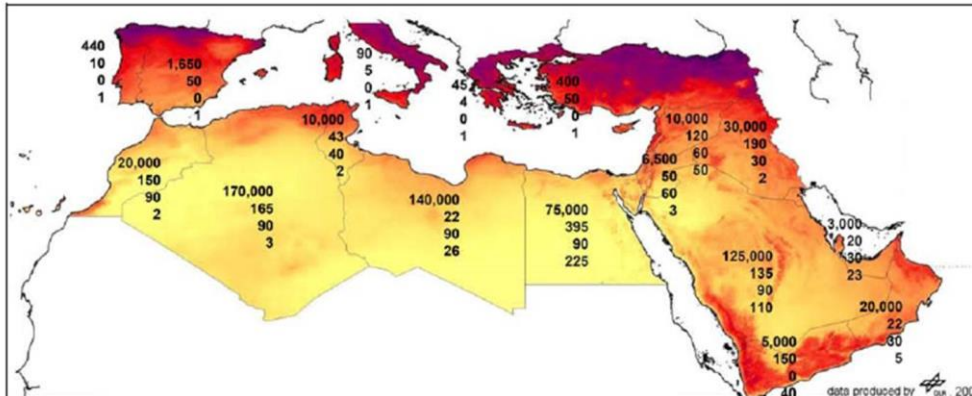


Illustration 4. Rayonnement direct normal dans l'espace méditerranéen. Source: DLR.

L'illustration 5 représente une évaluation des potentiels de production dans l'espace méditerranéen à l'horizon 2050, réalisée par le Centre aérospatial allemand (DLR). Il convient de noter que dans cette évaluation, les pays européens ne sont pas considérés comme des exportateurs potentiels: les seuls pays identifiés comme tels se situent sur la côte sud de la Méditerranée. Le potentiel de production de ces pays est pour certains bien supérieur à leurs besoins propres.<sup>12</sup> Quant à savoir quelle part de ce potentiel pourra à l'avenir être importée en Suisse, cela dépend largement du développement des réseaux européens et nord-africains.

<sup>11</sup> Source: AIE 2010b

<sup>12</sup> Source: AIE 2010b



**Potentiels de production solaire thermique en TWh/a, par pays (source: DLR)**

- i) Potentiel de production technique et économique (chiffre le plus élevé)
- ii) Potentiel de production destinée au marché local de l'électricité
- iii) Potentiel de production destinée à l'exportation (MOAN -> Europe)
- iv) Potentiel de production lié à des installations combinées de dessalement

Illustration 6. Évaluation des potentiels de production à partir du solaire thermique dans l'espace méditerranéen à l'horizon 2050. Source: DLR.

## 5. Évaluation de la disponibilité de la puissance et de la qualité de l'énergie

Puisque le photovoltaïque consiste en une conversion directe de la lumière solaire, cette technologie ne génère de l'électricité que lorsque le soleil brille. La production ne peut donc pas être gérée de façon ciblée. Par conséquent, les installations PV ne peuvent pas contribuer de manière fiable aux capacités disponibles ni à la sécurité d'approvisionnement, notamment pendant le semestre d'hiver.

Il existe cependant 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 sont réalisés en été. Celle-ci varie en fonction de l'ensoleillement de chaque site, du degré d'inclinaison et de l'orientation de l'installation. La production d'électricité photovoltaïque ne peut pas être modulée, elle peut uniquement être stoppée. Mais par rapport à l'éolien, le photovoltaïque permet d'élaborer des prévisions relativement précises un jour à l'avance et représente un mode de production nettement moins incertain.

## 6. 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. Par ailleurs, les installations PV nécessitent peu de maintenance.

### 6.1 Le photovoltaïque dans le monde: courbe d'apprentissage et coûts du système

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»).<sup>13</sup> Le taux d'apprentissage s'élève à environ 20%, ce qui signifie que le prix des modules diminue de 20% à chaque fois que la quantité produite est multipliée par deux (illustration 7).<sup>14</sup>

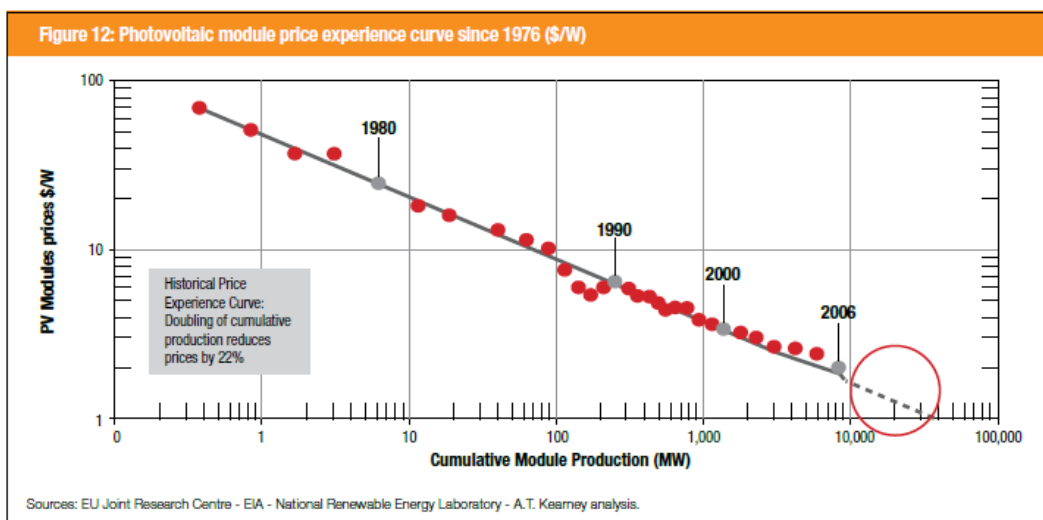


Illustration 8. Courbe d'apprentissage pour les modules PV: le prix du module (ici en \$/W) diminue d'environ 22% à chaque doublement des capacités mondiales installées. Source: EPIA 2009.

Dans sa feuille de route, l'AIE estime que le taux d'apprentissage à long terme pour l'ensemble du système PV (coûts du système) est de 18% jusqu'en 2050.<sup>15</sup>

### 6.2 Le photovoltaïque en Suisse

Le tableau 2 récapitule les coûts d'investissement et de revient, aujourd'hui et selon les prévisions, pour les installations PV ajoutées en 2017 en Suisse, tels qu'établis par l'OFEN.

Actuellement, les coûts les plus bas pour le photovoltaïque installé sont de 2,4 US cents/kWh.<sup>16</sup> La dernière étude de l'OFEN table sur des coûts de revient en 2050 situés entre 8 et 19 ct./kWh pour les petites installations et entre 3 et 9 ct./kWh pour les grandes installations.

Coûts de revient en ct./kWh		Nouvelles installations		
		aujourd'hui	2035	2050
Photovoltaïque:	10 kW	18-31	9-22	8-19
	1000 kW	8-13	4-10	3-9

Tableau 3. Coûts de revient pour les nouvelles installations PV en Suisse (en ct./kWh). Source: OFEN 2017

<sup>13</sup> Un module PV est composé de cellules solaires montées en série ou en parallèle.

<sup>14</sup> Source: EPIA 2009

<sup>15</sup> Source: AIE 2010a

<sup>16</sup> Source: SolarPower Europe 2017



Pour la moyenne des installations (par exemple ajoutée en toiture, d'une capacité d'environ 100 kWc), on peut espérer, au cours des prochaines années, atteindre la parité réseau, c'est-à-dire le moment où le coût de revient de l'électricité photovoltaïque sera égal au prix payé par le client final à son domicile. Le fort développement du photovoltaïque nécessite cependant également de se pencher davantage sur la question de la stabilité du réseau. Les thèmes de la «parité réseau» et des «effets sur le réseau des injections décentralisées et stochastiques ainsi que des importations» sont traités dans des documents de connaissances de base distincts.

### 6.3 Le photovoltaïque dans le sud de l'Europe

Sur des sites bénéficiant d'un fort ensoleillement de l'ordre de 2000 kWh/m<sup>2</sup>/a, le coût de revient de l'électricité est de 4,5 à 9,9ct./kWh pour des grandes installations. En supposant que la courbe d'apprentissage se maintienne, le coût de revient pour l'électricité solaire en Espagne attendu d'ici à 2050 se situe entre 1,8 et 3,1 ct./kWh.<sup>17</sup>

### 6.4 Production d'électricité solaire thermique

Les installations solaires thermiques présentent, selon le site et l'ensoleillement (voir chapitre 4.2), des coûts d'investissement de 4000 à 6000 USD/kW. L'AIE estime que les coûts diminueront de moitié d'ici à 2030. D'ici à 2050, les coûts d'investissement seront d'env. 2000 USD/kW. Pour une installation avec dispositif de stockage, les coûts seront d'environ 3100 USD/kW en 2050. Les centrales solaires thermiques pourraient, selon leur emplacement géographique et la topographie du réseau, constituer une solution économiquement plus intéressante que les énergies fossiles pour couvrir la charge de pointe et la charge moyenne.<sup>18</sup>

## 7. Environnement/climat

D'après les bilans environnementaux réalisés par ESU-Services en 2010, la production d'électricité photovoltaïque rejette des émissions de gaz à effet de serre à hauteur de 50 à 100g d'équivalent CO<sub>2</sub>/kWh, selon la technologie des capteurs et l'orientation de l'installation.<sup>19</sup>

## 8. Conditions-cadre

### 8.1 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 Loi sur l'énergie révisée au 1<sup>er</sup> janvier 2018, le système de la RPC connu jusqu'à présent est transformé en une rétribution de l'injection alignée sur les coûts, avec un système de commercialisation directe. Cette transformation entend mener à une meilleure intégration du courant issu des énergies renouvelables sur le marché. Les installations bénéficiant d'une rétribution selon le droit en vigueur jusqu'à présent continuent de la recevoir, sauf les installations à partir de 500 kW, qui devront passer à la commercialisation directe au 1<sup>er</sup> janvier 2020. Avec la révision de la Loi sur

<sup>17</sup> Source: Agora 2015

<sup>18</sup> Source: AIE 2014

<sup>19</sup> Source: Stucki 2010

l'énergie, le soutien est limité: à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023, plus aucun nouvel engagement ne sera admis dans le système de rétribution de l'injection.<sup>20</sup>

D'après le Cockpit RPC de la Fondation RPC (état au 2 octobre 2017), près de 37 889 projets d'installations PV figurent sur la liste d'attente, pour une puissance totale attendue d'environ 2167 MW, et 11 956 installations sont en service ou en cours de finalisation (pas encore concrétisées), pour une puissance totale attendue de 579 MW.<sup>21</sup>

La diminution de la liste d'attente n'est pas possible au vu des dispositions légales actuelles, même après l'entrée en vigueur de la Loi sur l'énergie révisée au 1<sup>er</sup> janvier 2018, et malgré l'augmentation du supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension, qui est la principale source de financement de la RPC, de 1,5 à 2,3 ct./kWh.

Plusieurs entreprises d'approvisionnement en électricité, comme ewz, EKZ ou encore AXPO en tant que fournisseur de plate-forme, gèrent des «bourses de l'électricité solaire». Dans le cadre d'appels d'offres réguliers, les producteurs peuvent ainsi proposer un prix pour leur électricité d'origine solaire, les offres les plus avantageuses sont ensuite intégrées à la bourse. Le producteur reçoit un contrat à long terme avec un prix fixe pour son électricité. L'entreprise d'approvisionnement en électricité revend alors l'électricité solaire à ses propres clients, par exemple sous la forme d'un produit d'électricité correspondant. Les activités vont s'accroître dans ce domaine, également par la nouvelle commercialisation directe et la technologie blockchain à venir.

## 8.2 Rétribution unique

Depuis 2014, les installations PV peuvent aussi choisir une rétribution unique (RU). Elles reçoivent alors une contribution unique correspondant à env. 30% de leurs coûts d'investissement. 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 peuvent elles aussi demander une RU à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 (> 100 kW).

## 9. Évaluation et analyse SWOT

Critère d'évaluation	2017	2035	2050
<b>Coûts d'investissement et de revient</b>	Coûts nettement au-dessus du prix du marché	Coûts légèrement supérieurs au prix du marché attendu Parité réseau atteinte	Coûts légèrement supérieurs au prix du marché attendu Parité réseau atteinte
<b>Compatibilité environnementale</b>	Pas de rejet de CO <sub>2</sub>	Pas de rejet de CO <sub>2</sub>	Pas de rejet de CO <sub>2</sub>
<b>Disponibilité de l'énergie</b>	Production stochastique avec un pic à la mi-journée, 2/3	Production stochastique avec un pic à la mi-journée, 2/3 de la production en été	Production stochastique avec un pic à la mi-journée, 2/3 de la production en été

<sup>20</sup> Source: OEneR 2018

<sup>21</sup> Source: Cockpit RPC

	de la production en été		
<b>Potentiel de production (surfaces en toiture)</b>	1,1 TWh, près de 2/3 de la production en été	5,5-16 TWh	11-19 TWh
<b>Acceptation sociale</b>	Très élevée	Élevée	Élevée, évent. inquiétudes concernant la gestion du réseau
<b>Acceptation politique</b>	Soutien établi	Confiance dans la technologie, soutien limité	Confiance dans la technologie, évent. problèmes avec la stabilité du réseau

Tableau 4. Évaluation de la production d'électricité à partir du photovoltaïque suivant différents critères en 2017, en 2035 et en 2050. Vert: bon niveau, orange: niveau insuffisant, rouge: niveau médiocre.

externes	<p><b>Opportunités</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Potentiel technique élevé en Suisse concernant les toitures et les façades (20 TWh/a)</li> <li>- Diminution continue des coûts (progrès techniques, économies d'échelle) en raison de l'essor mondial de la technologie, bien plus rapide qu'attendu. Possibilité de nouvelles baisses de coûts</li> <li>- Très bonne acceptation sociale</li> <li>- Solaire thermique: potentiel de production d'énergie avec flexibilité limitée</li> <li>- Différents mécanismes de promotion</li> <li>- Discussion autour de modèles de promotion «basés sur le marché» (p. ex. quotas)</li> </ul>	<p><b>Risques</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Solaire thermique: importations dépendantes du développement du réseau et des coûts marginaux</li> </ul>

internes	<p><b>Points forts</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bon bilan environnemental</li> <li>- Durée de planification et d'installation relativement courte, peu d'opposition</li> <li>- Réalisable par des particuliers</li> <li>- Modèle d'approvisionnement propre comparativement attractif pour les clients finaux</li> </ul>	<p><b>Points faibles</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Adaptation des taux RPC parfois trop peu rapide pour suivre les évolutions du marché, coûts maintenus à un niveau inutilement élevé</li> <li>- Injection stochastique, pratiquement aucun réglage possible donc nécessité de services-système</li> <li>- Faible disponibilité de la puissance, pratiquement aucune contribution à la sécurité de l'approvisionnement (mais cela change de plus en plus grâce aux systèmes de batteries d'accumulateurs)</li> <li>- Faible acceptation sociale pour les installations en plein champ en Suisse</li> <li>- Coûts de revient actuellement élevés</li> <li>- Développement de la technologie et réduction des coûts fortement dépendants des mesures de promotion</li> </ul>
----------	--	--

Tableau 5. Analyse SWOT.

## 10. Aperçu des principaux chiffres

Chiffre-clé	Année	Valeur	Source
Puissance installée du photovoltaïque en Suisse	2005	28 MW <sub>p</sub>	OFEN 2017b, annexe B
Puissance installée du photovoltaïque en Suisse	2016	1664 MW <sub>p</sub>	OFEN 2017b, annexe B
Puissance installée du photovoltaïque en Europe	2016	104 300 MW	SolarPower Europe 2017
Puissance installée du photovoltaïque dans le monde entier	2016	306 500 MW	SolarPower Europe 2017
Production d'électricité photovoltaïque en Suisse	2005	21 GWh	OFEN 2017b, annexe B
Production d'électricité photovoltaïque en Suisse	2016	1333 GWh	OFEN 2017b, annexe B

## 11. Sources

Agora 2015	Current and Future Cost of Photovoltaics Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems, éditeur: Agora Energiewende, 2015, auteur de l'étude: Fraunhofer ISE
AES 2012	Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur, Rapport global, Association des entreprises électriques suisses (VSE/AES), Aarau, 2012
AIE 2002	Potential for Building Integrated Photovoltaics, Agence Internationale de l'Energie (AIE), Rapport AIE - PVPS T7-4, Paris, 2002
AIE 2010	Photovoltaic Power Systems Programme. Annual Report 2010, Agence Internationale de l'Énergie (AIE), Paris, 2010
AIE 2010a	Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy, Agence Internationale de l'Énergie (AIE), Paris, 2010
AIE 2010b	Technology Roadmap: Concentrating solar power, Agence Internationale de l'Énergie (AIE), Paris, 2010
Cockpit RPC	Site Internet <a href="http://www.pronovo.ch">www.pronovo.ch</a> , état au 2 octobre 2017
DLR	<a href="http://www.dlr.de">www.dlr.de</a> (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)
EPIA 2009	Set for 2020, Association européenne de l'industrie photovoltaïque (EPIA), Bruxelles, 2009
ETS 2009	Erneuerbare Energien: Übersicht über vorliegende Studien und Einschätzung des Energie Dialog Schweiz zu den erwarteten inländischen Potenzialen für die Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion in den Jahren 2035 und 2050 inklusive Berücksichtigung der Potenziale aus Abfällen, Grundlagenpapier für die Energie-Strategie 2050, Dialogue Energie Suisse (ETS), Zurich, 2009
EurObserv'ER 2017	Solarthermie und Concentrated solar power Barometer, EurObserv'ER, juin 2017
OEne 2015	Ordonnance sur l'énergie (OEne) du 7 décembre 1998, projet (version du 1 <sup>er</sup> juin 2015)
OEneR 2018	Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR) du 1 <sup>er</sup> janvier 2018
OFEN 2007	Perspectives énergétiques 2035 – tome 5, Analyse et évaluation de l'offre d'électricité, Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, juin 2007
OFEN 2017	Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, PSI, 2017
OFEN 2017a	Markterhebung Solarenergie 2016 - Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien, ausgearbeitet durch Swissolar
OFEN 2017b	Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2016. Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne, 2017

Stucki 2010                      M. Stucki et al., Vermindert Fotovoltaik die Umweltintensität des Schweizer Stroms? Bulletin SEV/AES 3/2010, Fehraltorf/Aarau, 2010

SolarPower Europe 2017 Global Market Outlook For Solar Power / 2017-2021 (EPIA), Bruxelles 2017