



L'ÉLU

et le photovoltaïque



Soutenu par

Rassemblant près de 1000 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) **et autres acteurs locaux** (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de transition énergétique, de gestion territoriale des déchets et de gestion durable de l'eau.

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics, AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition écologique.

Partenaire privilégiée des autres associations représentatives des collectivités, des fédérations professionnelles et des organisations non gouvernementales, AMORCE participe et intervient dans tous les grands débats et négociations nationaux et siège dans les principales instances de gouvernance française en matière d'énergie, de gestion de l'eau et des déchets.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du Fonds Chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création de nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-énergie, obligation de rénovation des logements éneergivores, réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc...).



L'Agence de la transition écologique (ADEME) - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation

Contact pour ce guide : Céline MEHL

ADEME

20, avenue du Grésillé, BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01

Tel : 02 41 20 41 20

www.ademe.fr - @ademe

AMORCE / ADEME – Août 2020

Guide réalisé en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME

SOMMAIRE

Edito.....	5
Introduction.....	5
Chapitre 1 - Quelles ambitions pour le photovoltaïque ?.....	6
1.1. Changement climatique et énergie.....	7
1.2. Le photovoltaïque en France.....	9
1.3. Contexte international.....	16
Chapitre 2 - L'énergie photovoltaïque.....	20
2.1. L'effet photovoltaïque.....	21
2.2. Les composants d'une installation photovoltaïque.....	22
2.3. Les différents types d'installation.....	26
2.4. La production d'électricité.....	29
2.5. La fin de vie d'une installation photovoltaïque.....	33
Chapitre 3 - Déroulement d'un projet photovoltaïque.....	34
3.1. Les étapes du projet.....	35
3.2. Démarches et autorisations.....	39
3.3. Raccordement au réseau et modes d'exploitation de l'installation.....	43
3.4. Démantèlement et recyclage.....	48
3.5. Quel est le coût de l'énergie photovoltaïque ?.....	51
3.6. Fiscalité.....	56
Chapitre 4 - Stratégie et actions des collectivités.....	58
4.1. Rôle et implication des collectivités.....	59
4.2. Planification énergétique régionale et locale.....	61
4.3. Insertion dans l'urbanisme.....	65
4.4. Agir sur le patrimoine des collectivités.....	74
4.5. Accompagnement et participation au développement de projets sur le territoire.....	79
Annexes - mécanismes de soutien en vigueur à l'énergie photovoltaïque.....	93
Table des illustrations.....	97
Bibliographie.....	100
Glossaire.....	101

AVANT PROPOS

La France et l'Europe ont fait de la lutte contre le changement climatique une priorité. A ce titre, des actions pour diminuer nos émissions de CO₂ doivent se faire à tous les niveaux. Pour le secteur énergétique, la maîtrise des consommations et la production d'énergie renouvelable sont des points clefs. De surcroit, exploiter localement des énergies propres et durables constitue une opportunité de développer nos territoires par une diversification des activités économiques tournées vers l'avenir et une valorisation du patrimoine.

Avec la récente Loi Energie Climat et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2020, donnant des objectifs pour 2023, 2028, 2030, voire 2050, la France entend mener ses actions sur tous les fronts. Au sujet des renouvelables, la capacité des installations devra être augmentée de 50% en 2023 par rapport à 2017 et doublé en 2028 par rapport à 2017.

Pour cela, le déploiement des installations photovoltaïques a une place prépondérante, puisque les capacités solaires doivent représenter en 2028 plus du tiers de toutes les énergies renouvelables électriques.

Ce guide – réalisé en partenariat avec l'ADEME – apporte les éléments sur les différentes utilisations des installations photovoltaïques, puis détaille les différentes implications possibles des collectivités dans le développement de cette énergie renouvelable :

- Planifier & aménager : au travers de l'intégration du photovoltaïque dans tous les documents de planification (SRADDET, PCAET, SDE, etc) et dans les documents d'urbanisme, les collectivités peuvent gérer stratégiquement leur territoire et favoriser le déploiement du photovoltaïque sur les terrains les plus propices.
- Accompagner et s'impliquer : les collectivités peuvent également accompagner les projets photovoltaïques sur leur territoire avec différents niveaux d'implication allant du soutien jusqu'à la valorisation du patrimoine public et le financement de projet.
- Monter et participer à des projets : les collectivités peuvent aussi piloter des projets plus larges de déploiement du photovoltaïque sur leur territoire. Pour ce faire, les deux derniers chapitres de ce guide ont vocation à insister sur les possibilités de montages juridiques et financiers à disposition des collectivités et rappeler les différentes étapes du développement d'un projet solaire.

CHAPITRE 1

Quelles ambitions pour le photovoltaïque ?



1.1 Changement climatique et énergie

1.1.1 Les prémices du changement climatique

Le changement climatique est défini différemment selon les institutions. Pour le Groupe Intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC, créé en 1988), il s'agit de tout changement dans le temps, dû à la variabilité naturelle ou aux activités humaines. Pour la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CNUCC, signée la première fois en 1992), ce terme est relatif uniquement à l'activité humaine. Pour la CCNUCC, les changements naturels sont appelés « variabilités climatiques ».

Le GIEC alerte sur un réchauffement du système climatique sans équivoque depuis les années 1950 avec beaucoup de changements observés qui sont sans précédent. D'après l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM), 2015, 2016, 2017 et 2018 ont été les quatre années les plus chaudes jamais enregistrées. Ces anomalies de température sont des symptômes du dérèglement climatique.

Les prévisions sont alarmantes : le dernier rapport d'évaluation publié par le GIEC¹ rapporte que « les activités humaines ont provoqué un réchauffement planétaire d'environ 1°C au-dessus des niveaux préindustriels, avec une fourchette probable de 0,8 °C à 1,2°C ». Ce réchauffement atteindra 1,5°C entre 2030 et 2052 compte tenu du rythme actuel des émissions de gaz à effet de serre.

C'est à l'échelle des territoires et des régions partout dans le monde que sont déjà constatées les conséquences : augmentation des risques d'inondation, de l'érosion, montée des eaux océaniques conduisant à d'importantes migrations humaines, sécheresses aggravées dans de nombreux pays, multiplication et intensification des tempêtes et tornades, réduction de la couverture neigeuse, fréquence et intensité accrues des feux de forêt, multiplication des risques pour la santé liés aux vagues de chaleur, extinction d'espèces...

1.1.2 Une énergie toujours très carbonnée

Aujourd'hui, l'exploitation des ressources fossiles se poursuit toujours à un niveau élevé. En 2016, la consommation de charbon, pétrole et gaz naturel sont responsables, respectivement de 40%, 32% et 19% des émissions de CO₂ mondiales². En France, en 2018, ce sont toujours 47,5 % des ressources primaires d'énergie qui proviennent du gaz, du pétrole et du charbon.

¹ Rapport spécial sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5°C. Octobre 2018

² SDES d'après EDGAR (Emissions Database for Global Atmospheric research) 2017 et AIE (Agence International de l'Énergie) 2018

Ces consommations ont un impact sur l'environnement et le climat. Les tensions sur ces ressources peuvent aussi être à l'origine de crises économiques et sociales dans le monde. L'enjeu est donc de décarboner l'énergie utilisée en agissant sur la sobriété et l'efficacité énergétique ainsi que sur le développement des énergies renouvelables et de récupération.

1.1.3 Les collectivités acteurs clés de la transition énergétique

Les accords et objectifs internationaux ou nationaux ne valent que s'ils sont déclinés sur les territoires. Les collectivités sont les premiers acteurs à transposer les objectifs de transition énergétique par des actions de lutte contre le changement climatique. Entre les Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité du Territoire (SRADDET) et les Plans Climat-Air-Energie Territorial (PCAET), les régions et les intercommunalités sont en charge de territorialiser les objectifs de transition (Voir section 4.1).

Au-delà des outils de planification, l'ensemble des collectivités (communes, départements, région, etc.) peuvent participer à la transition énergétique chacun à son échelle de compétences et de ressources.

Plus diversifié et décentralisé, le mix énergétique de demain fera appel aux ressources renouvelables de nos territoires et profitera ainsi de plus d'activité économique en maximisant les retombées locales économiques et sociales. En augmentant la résilience des territoires et en changeant le modèle de la dépendance énergétique vers une interdépendance des territoires, les collectivités sont actrices de la transition énergétique.

1.1.4 Le photovoltaïque, une énergie « prometteuse »

L'énergie photovoltaïque est produite à partir du rayonnement solaire, via des panneaux ou centrales solaires. Initiée par les laboratoires Bell³ dans les années 1950 puis utilisée dans la course à l'espace, elle a été identifiée par les accords de Kyoto (1997) comme une solution prometteuse pour la transition énergétique. Le panneau photovoltaïque a depuis connu une évolution lente puis soudaine à partir des années 2000. Cette évolution exponentielle de l'installation de modules photovoltaïques vient de l'accompagnement du développement de la filière organisée par les gouvernements (Allemagne, Espagne, France, USA...) mais également des chutes de prix drastiques qui ont eu lieu, suite à leur fabrication en masse (en Asie notamment) et de l'amélioration constante de l'efficacité des composants.

³Bell Labs, Laboratoire d'Alcatel-Lucent, créé par M. Alexander Graham Bell grâce à l'argent du prix Volta que la France lui avait attribué en 1880. C'est une pépinière de 7 prix Nobel, à l'origine des premiers lasers, des premiers satellites de communication dont certains avec leur premier capteur photoélectrique, du cinéma parlant, etc

Cette énergie est considérée renouvelable, dans le sens où elle est produite à partir d'une source considérée comme inépuisable (le soleil) et disponible partout. Aujourd'hui, la durée de vie des panneaux est d'environ 30 ans, les constructeurs garantissent des efficacités supérieures à 80% des performances initiales à 20 ou 25 ans. Les matériaux simples les constituants, sont majoritairement recyclables.

Le photovoltaïque présente de nombreuses applications possibles : en dehors des centrales au sol, les modules photovoltaïques peuvent être mis en œuvre sur les bâtiments : toitures, façades, brise-soleils, ombrières de parking, etc. De plus, l'énergie photovoltaïque décentralisée peut être déployée à proximité des sites de consommation. Cette production d'électricité, sans combustible à importer, contribue à la sécurité d'approvisionnement et à l'indépendance énergétique.

La production photovoltaïque est néanmoins variable, dans le temps et dans l'espace, (en fonction de l'irradiation solaire) et nécessite des usages adaptés et/ou d'autres technologies complémentaires de production ou de stockage d'électricité.



Petite histoire du photovoltaïque

Les instruments de communication des premiers satellites fonctionnaient sur des batteries (Zinc-argent) d'une autonomie de quelques dizaines de jours. C'est le besoin d'autonomie énergétique de ces satellites qui a poussé au développement des cellules et panneaux photovoltaïques. En 1958, les premières cellules photovoltaïques sont envoyées dans l'espace sur les parois extérieures du Vanguard 1 afin d'alimenter des émetteurs radio, suite au travail de recherche des laboratoires Bell. Ces premières cellules de l'espace ont fonctionné 6 ans.

À l'origine, l'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par deux Français, le grand père et le père d'Antoine Henri Becquerel, Antoine César Becquerel et Alexandre Edmond Becquerel. Ce sont ensuite les chercheurs américains qui réussissent à créer un flux d'électrons exploitable, grâce à M. Charles Fritts en 1883. Puis Albert Einstein redéfinit la notion de photon en 1922 dans ses travaux pour lesquels il reçut le prix Nobel. Les évolutions technologiques ont ensuite permis de réduire les coûts et d'augmenter le rendement des cellules photovoltaïques. Les usages se sont diversifiés dans les années 70 d'abord pour les stations mobiles (recherches et armée) et les sites isolés, hors du réseau électrique.

1.2 Le photovoltaïque en France

1.2.1 Émergence et accompagnement de la filière

Évolution de l'accompagnement de la filière

En France, le développement de la filière s'est accéléré avec la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Celle-ci a instauré un système dit d'obligation d'achat par l'opérateur

historique : EDF doit ainsi racheter à un tarif fixé par arrêté, l'électricité produite par les installations de production d'énergie photovoltaïque pour une durée de 20 ans. Il a fallu attendre l'arrêté du 14 mars 2002 pour le premier tarif d'achat puis 2003 pour la première signature de contrat entre l'opérateur historique et les producteurs d'électricité solaire. Les producteurs devaient alors injecter la totalité de la production solaire sur le réseau électrique.

En 2006, un nouvel arrêté a augmenté le tarif d'achat pour accélérer le développement de la filière et une prime a été accordée aux systèmes intégrés au bâti (c'est-à-dire, pour les systèmes venant remplacer des éléments de construction du bâtiment). Ce tarif, indexé sur l'inflation, a augmenté alors même que les prix des modules photovoltaïques bénéficiaient de fortes diminutions de coûts. Ces deux phénomènes ont entraîné une flambée des demandes en 2009 pour atteindre un pic de demande de 3,6 GW pour le seul mois de décembre 2009⁴. C'est ce que l'on a appelé la « bulle spéculative solaire ». Au regard de l'engagement financier des aides de l'État sur ces projets alors estimé à plusieurs dizaines de milliards sur les 20 années à venir, des mesures d'urgence ont été prises en baissant les tarifs. L'année 2010 marqué par 5 arrêtés et une circulaire, a abouti à une période de moratoire fixée par le décret du 9 décembre 2010.

Les arrêtés du 4 mars 2011, 7 janvier 2013 et 26 juin 2015 ont introduit la notion de dégressivité des tarifs d'achat en fonction de la somme des puissances des demandes de raccordement du trimestre précédent. Ainsi, les effets d'aubaine ont été réduits : dès que la demande de raccordement était supérieure aux objectifs fixés par l'état, le tarif d'achat baissait. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) publiait ainsi trimestriellement les valeurs des tarifs d'achat.

Avec le décret du 28 mai 2016, le gouvernement a limité l'accès aux obligations d'achat via l'arrêté tarifaire aux installations d'une puissance crête inférieure ou égale à 100 kWc. Depuis 2011, les grands projets solaires ont pu obtenir un tarif d'achat par une procédure de mise en concurrence via les appels d'offres nationaux, opérés par la Commission de Régulation de l'Énergie.

L'arrêté tarifaire du 9 mai 2017, le dernier en date à la production de ce document, a fait entrer la notion d'autoconsommation au côté de la vente en totalité dans les mesures de soutien du gouvernement pour les installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc. Au lieu d'injecter la totalité de la production électrique sur le réseau, le producteur peut désormais consommer tout ou partie de cette production et injecter le surplus sur le réseau.

Le soutien à la filière photovoltaïque a ainsi évolué et s'est construit au fil des années. Le mécanisme actuel s'ajuste au niveau des prix décroissants du marché photovoltaïque et assure une visibilité pour les professionnels et porteurs de projets.

⁴Inspection Générale des Finances (IGF) – Mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France - 2010

Financement et soutien actuel

Le soutien public à la filière solaire se traduit actuellement par deux grandes catégories de soutien, basées sur l'achat de l'électricité produite à un tarif garanti :

- Des tarifs d'achat en guichet ouvert (sans appels d'offres) pour les installations sur bâtiments de puissance inférieure à 100 kWc (différenciés selon les seuils de 3 kWc, 9 kWc et 36 kWc).
- Un soutien financier via des appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc
 - Un tarif d'achat pour les installations dont la puissance est comprise entre 100 et 500 kWc ;
 - Un complément de rémunération pour les installations de puissance supérieure à 500 kWc.

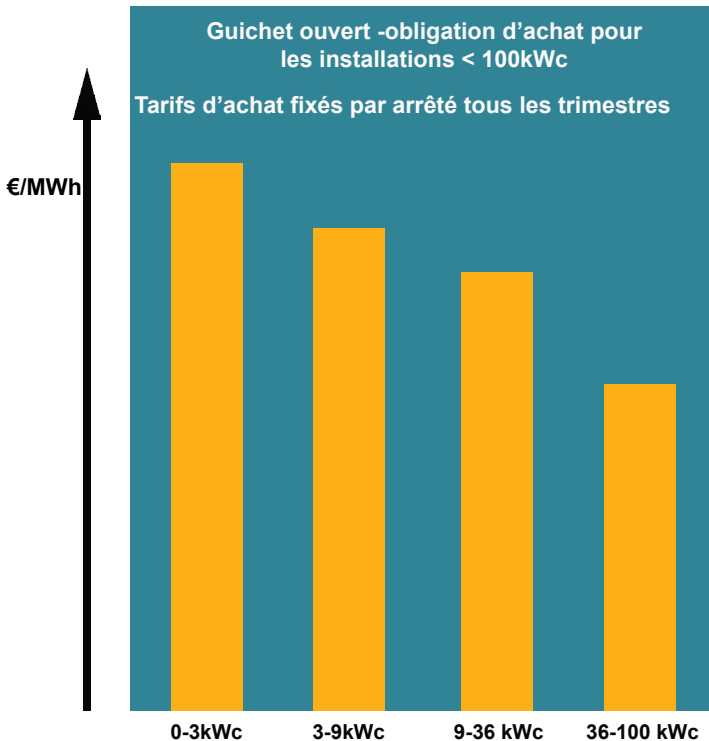


Fig 1. Photovoltaïque : Principe du mécanisme de soutien par tarif d'achat pour les installations de moins de 100 kWc (obtenu en guichet ouvert) – Source : AMORCE 2020

Dans le cadre d'un projet inférieur à 100 kWc, le tarif d'achat de l'électricité produite est fixé par arrêté et figé par un contrat sur une durée de 20 ans entre le producteur d'électricité et l'opérateur historique (EDF).

Depuis la loi de finance rectificative de 2018, les contrats d'obligations d'achat signés entre le producteur et EDF peuvent être cédés à d'autres organismes agréés, notamment d'autres fournisseurs d'énergie qui se sont fait agréer (Art. L314-6-1 Code de l'Énergie). Tout projet de puissance inférieure ou égale à 100 kWc, bénéficie donc d'un tarif d'achat garanti en guichet ouvert, c'est-à-dire sans mise en concurrence. Le tarif d'achat est différent selon les tailles de projet avec des catégorisations selon les seuils suivants : 3 kWc / 9 kWc / 36 kWc / 100kWc)



Le 23 février 2020, la ministre de la Transition écologique et solidaire a annoncé le relèvement du seuil de capacité pour les appels d'offres de 300 kWc à 500 kWc. Ainsi les projets d'une puissance inférieure ou égale à 300 kWc auront accès à un tarif d'achat en obligation d'achat. Les détails sur le mécanisme associé à cette tranche de 100 à 300 kWc seront dévoilés en 2020.

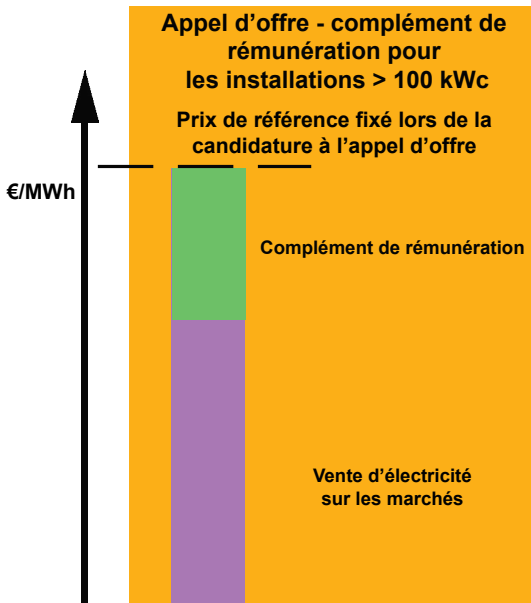


Fig 2. Photovoltaïque : Principe du mécanisme de soutien en complément de rémunération pour les installations de plus de 100 kWc (obtenu par appel d'offres) –

Source : AMORCE 2020

Au moment de la rédaction de ce guide, les projets de plus de 100 kWc ont un tarif d'achat ou complément de rémunération (en supplément du prix du marché), qui est accessible par un appel d'offres encadré par la Commission de Régulation de l'Énergie. Ces appels d'offres sélectionnent les projets selon plusieurs critères, et notamment selon le « prix de référence » proposé par le candidat et le bilan carbone des modules photovoltaïque de l'installation solaire.

Les tarifs d'achat et les appels d'offres en vigueur lors de la publication de ce guide sont disponibles en annexe.



Pour financer ces mécanismes d'aides, un compte d'affectation spéciale est utilisé par l'État pour flécher les dépenses d'aides au développement des énergies renouvelables. L'État rembourse l'opérateur historique, ou l'opérateur choisi, de la différence entre le tarif d'achat fixé par arrêté (ou le tarif de référence dans les appels d'offres) et le tarif du marché de l'électricité. Ce sont les taxes sur l'énergie, au départ une partie de la CSPE, taxe sur la consommation électrique et depuis 2016, une part de la taxe sur les produits pétroliers, la TICPE⁵, qui financent ce compte d'affectation spéciale. Cependant le projet de loi finance 2020 indique que pour le budget 2021, ce compte d'affectation spéciale sera supprimé. Ainsi ces recettes et dépenses seront directement intégrées au budget de l'État.

1.2.2 Rythme de croissance

En France, la puissance du parc solaire photovoltaïque atteignait 9,9 GW en décembre 2019⁶, pour près de 446 000 installations. La répartition du photovoltaïque sur le territoire correspond en grande partie au potentiel photovoltaïque et à l'ensoleillement des territoires

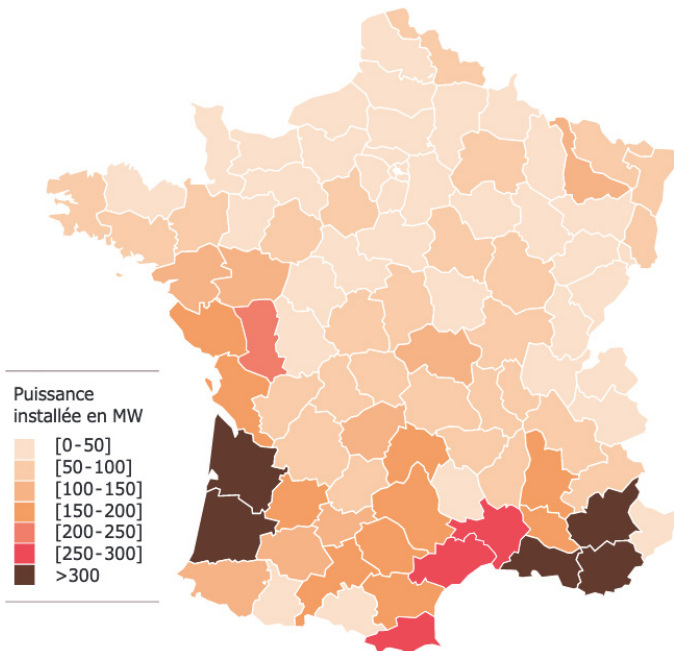


Fig 3. Puissance solaire installée en France au 1er mars 2019 - SOURCE : RTE

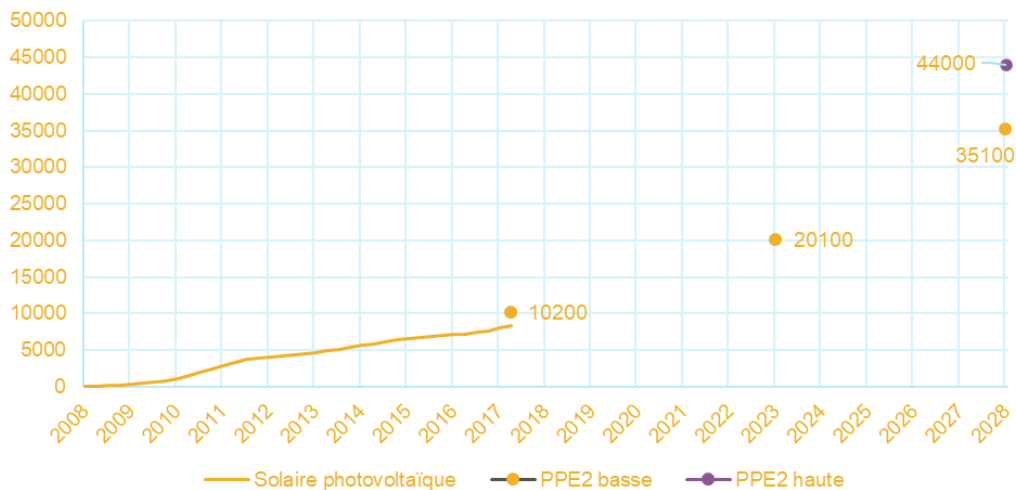
⁵<https://www.senat.fr/rap/19-140-311-1/19-140-311-110.html>

⁶Chiffres clés de l'énergie- Edition 2019 – Commissariat général au développement durable

Les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, qui prévoyaient une cible de 10,2 GW pour fin 2018, n'ont pas été atteints. Cependant, la trajectoire française est beaucoup plus ambitieuse que celle prévue par le plan national d'action des énergies renouvelable suite à la directive 2009/28/CE.

Ainsi, les objectifs de la PPE initialement prévus entre 18,2 et 20,2 GW en 2023, ont été rehaussés par la PPE 2020 à 20,1 GW et une fourchette de 35,1 à 44 GW pour 2028. Pour permettre l'accélération du déploiement de l'énergie photovoltaïque, des appels d'offres viendront rythmer les prochaines années, à raison de 2 GW/an de photovoltaïque au sol et 900 MW/an pour le solaire sur bâtiment.

Evolution et objectifs capacité photovoltaïque (MW)



**Fig 4. Evolution du parc solaire photovoltaïque avec objectif PPE -
SOURCE: AMORCE/SDES/ENEDIS**

Place du photovoltaïque dans le mix énergétique français

Les sources de consommation d'énergie primaire en France évoluent. Entre 2008 et 2018 la consommation d'énergie primaire a baissé de l'ordre de 8 %, ce qui est principalement lié à une réduction de 20 % des consommations de pétrole, de 8% pour le nucléaire et le gaz naturel, et près de 30 % pour le charbon qui devrait être nulle dans la production d'électricité d'ici 2023. La production d'énergie primaire de sources renouvelables a augmenté de plus de 50 % dans le même temps et cette progression s'accélère.

Pour le photovoltaïque, sa part dans la consommation d'énergie primaire en France augmente de 15 à 20 % tous les ans. En 2018, la consommation d'électricité à partir d'installations photovoltaïques a représenté 0,3 % de la consommation énergétique française.

Consommation d'énergie primaire en France en 2018 (%)

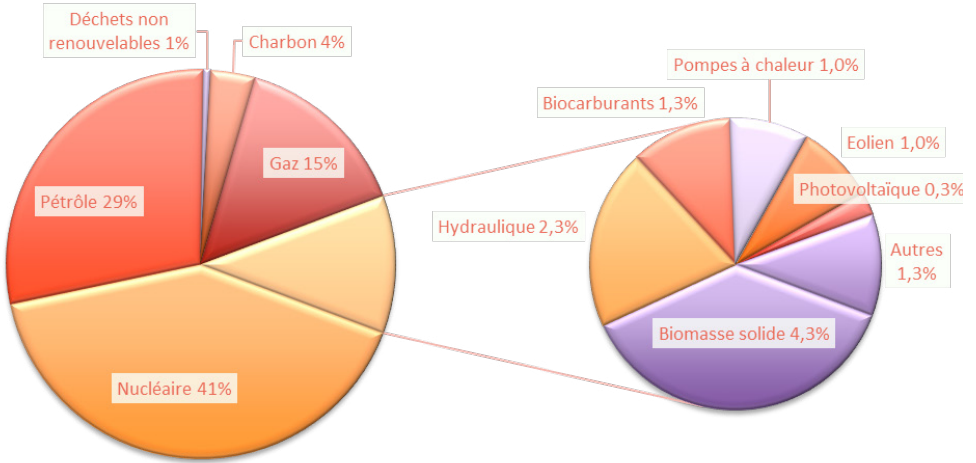


Fig 5. Consommation d'énergie primaire en France en 2018 –
 Source : Chiffres clés de l'énergie renouvelable 2018 – SDES

Evolution de la consommation d'énergie primaire en France (Mtep)

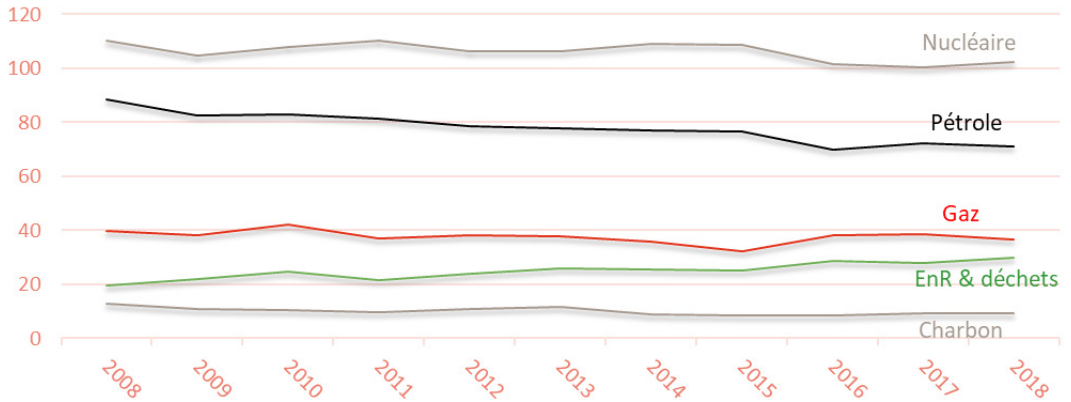
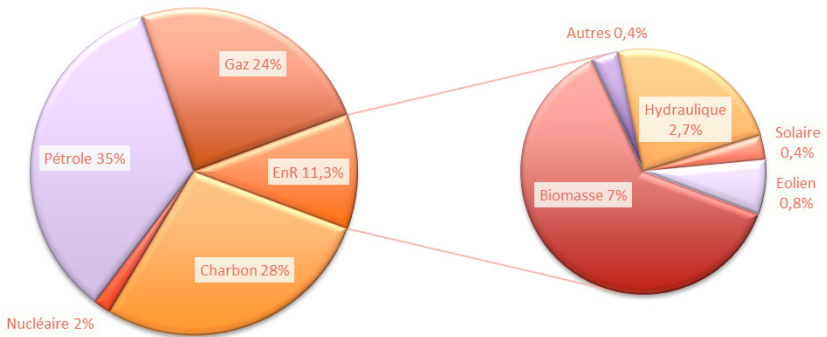


Fig 6. Consommation d'énergie primaire en France en million de tonnes équivalent pétrole–
 Source : Chiffres clés de l'énergie renouvelable – SDES

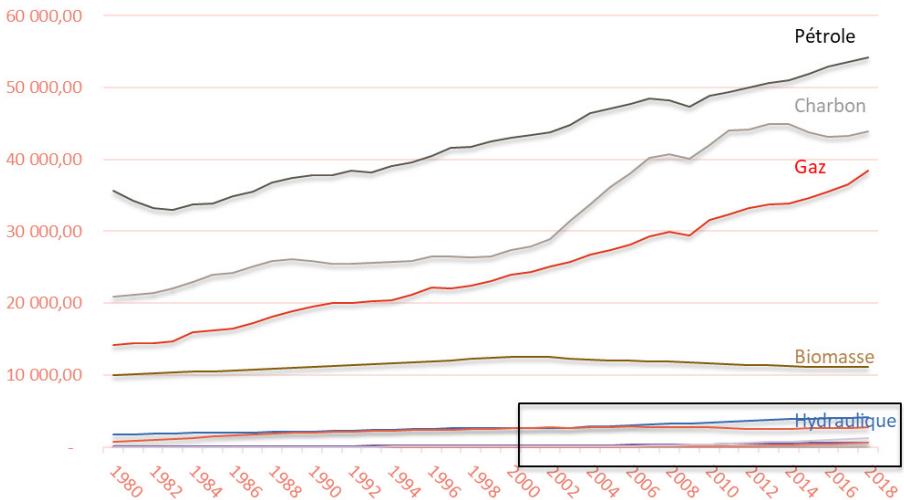
1.3 Contexte International

Au niveau international, la demande d'énergie continue à croître et ce sont les énergies fossiles qui répondent principalement à la demande énergétique. A cette échelle, la présence des énergies renouvelables électriques est difficilement identifiable. L'énergie photovoltaïque représente 0,4 % de la consommation d'énergie primaire mondiale en 2018.

Consommation énergie primaire mondiale 2018



Evolution de la consommation d'énergie primaire mondiale par source (TWh)



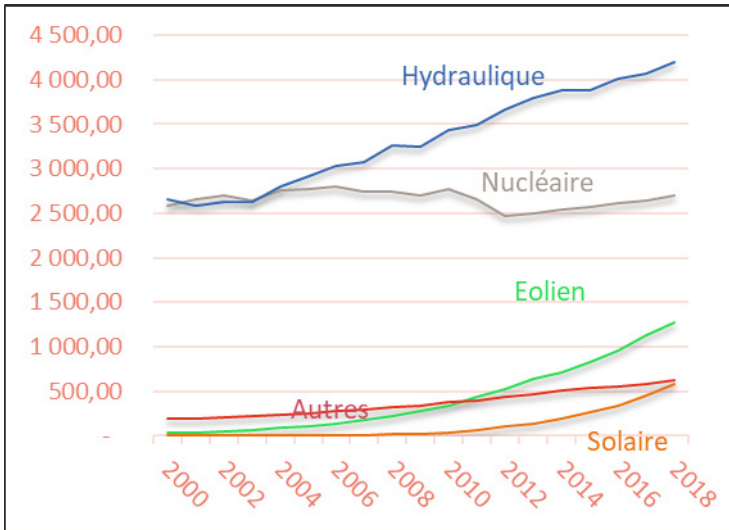


Fig 7. Consommation d'énergie primaire dans le monde en 2018 –
Source : Ourworldindata.org

On identifie parmi les différentes consommations par source, que l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque suivent une évolution exponentielle depuis les années 2000. En effet, ces énergies représentent la majorité des nouvelles capacités installées chaque année.

Sur l'ensemble des installations de production d'énergie dans le monde, ce sont les installations de parcs photovoltaïques qui représentent les plus grandes puissances. Cette proportion montre le niveau de développement du parc photovoltaïque et la réduction des nouvelles installations fossiles.



Les capacités ou puissances installées, mesurés en Watt (MW, GW), ne correspondent pas à la production de la technologie en Watt-heure (GWh, TWh), mais à la puissance maximale théorique. (Voir section 2.2)

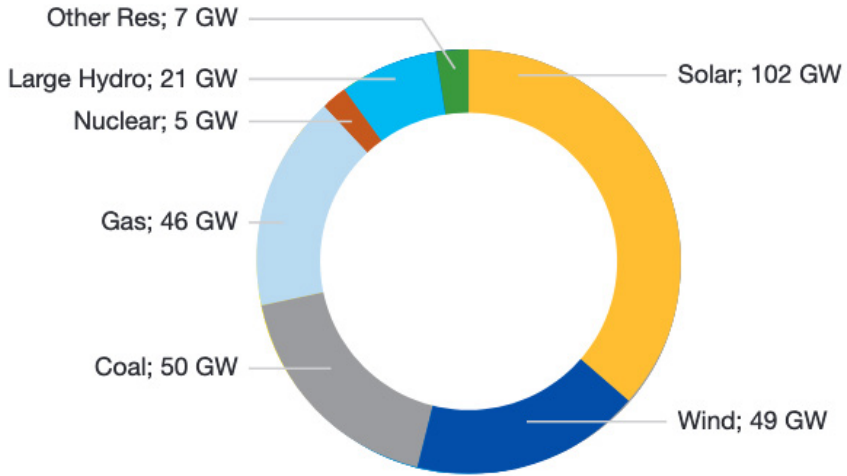


Fig 8. Nouvelle capacité de production d'électricité installée dans le monde en 2018 – Source : SolarPowerEurope

Fin 2018, la capacité cumulée photovoltaïque dépassait 500 GW dans le monde⁷. Les projections actuelles s'orientent vers une puissance totale de 813 à 1 270 GW en 2022⁸

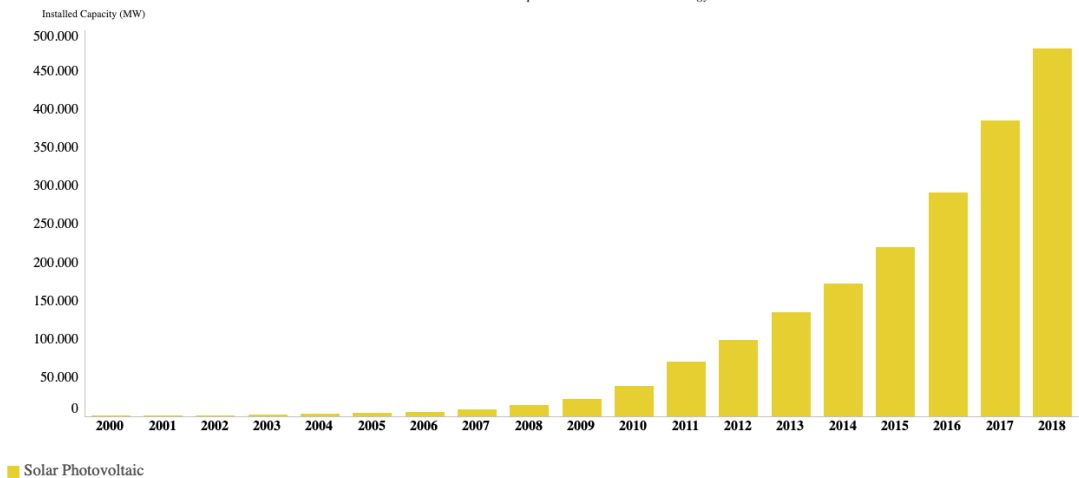


Fig 9. Capacité solaire photovoltaïque mondiale cumulée installée – Source :IRENA 2019 Monde

⁷International Energy Agency Photovoltaic Power System Programme - 2019

⁸Solar Europe 2018-2022

C'est l'Asie qui domine le marché en puissance installée, et notamment la Chine. La capacité des installations photovoltaïques en Asie est passée de 3,7 GW en 2009 à 274 GW en 2018. Sur l'année 2018, la Chine a installé environ 176 GW de nouvelles capacités, soit à elle seule, environ 35 % du parc mondial installé cette même année. Après la Chine, ce sont l'Asie-Pacifique, l'Amérique puis l'Europe qui contribuent à la plus large proportion des nouvelles installations photovoltaïques. En 2017, presque 100 GW ont été installés, c'était la puissance totale cumulée en 2012.

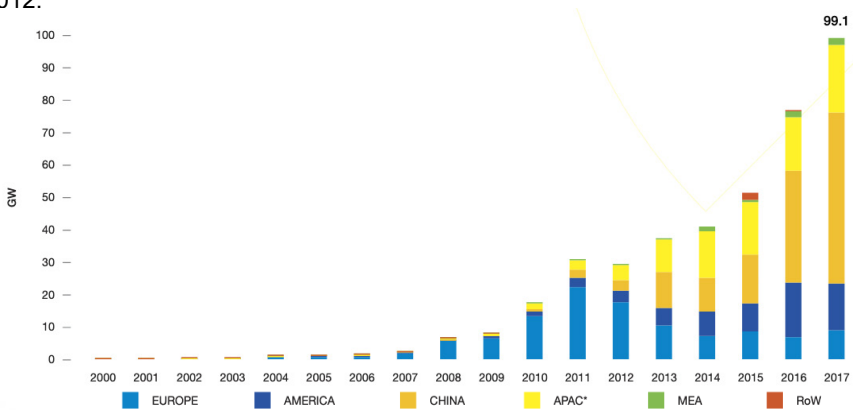


Fig 10. Installation mondiale annuelle de panneaux photovoltaïque –
Source : SolarPower Europe 2018

L'Agence Internationale de l'Énergie indique dans son scénario «Stated Policies» que la capacité mondiale solaire dépassera la puissance des centrales à charbon puis à gaz entre 2030 et 2035. Les projections estiment que les capacités photovoltaïques seront prédominantes en 2040.

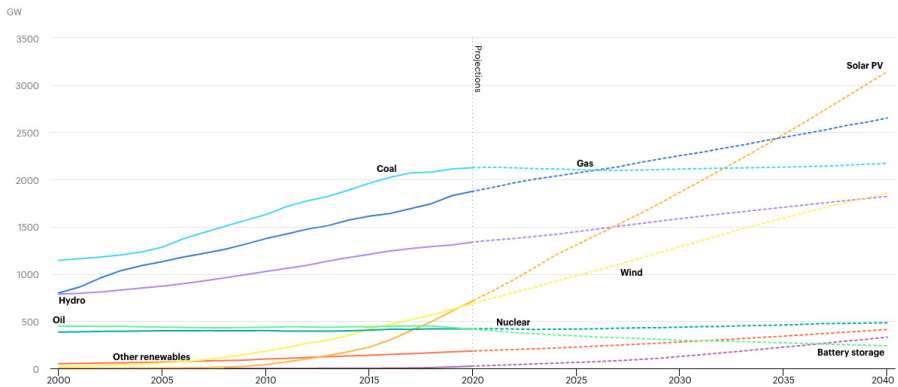
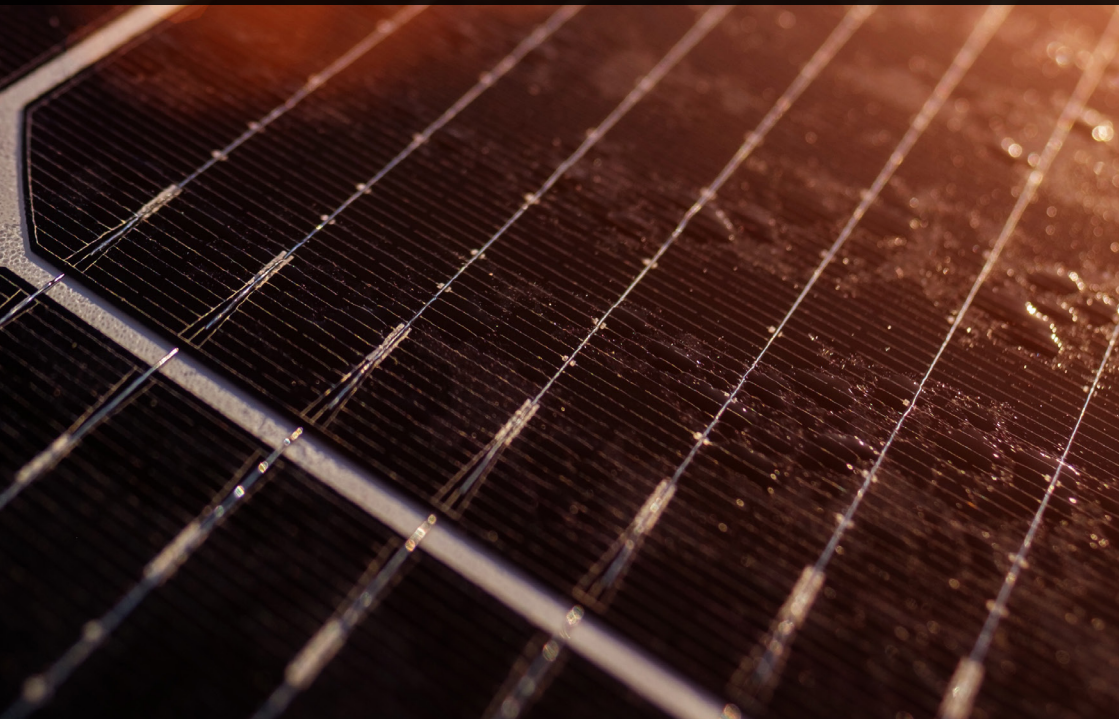


Fig 11. Evolution des capacités (GW) selon les sources de production du scénario « stated policies » World Energy Outlook 2019 – IEA⁹

⁹IEA, «Installed power generation capacity by source in the Stated Policies Scenario, 2000-2040», IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/installed-power-generation-capacity-by-source-in-the-stated-policies-scenario-2000-2040>

CHAPITRE 2

L'énergie photovoltaïque

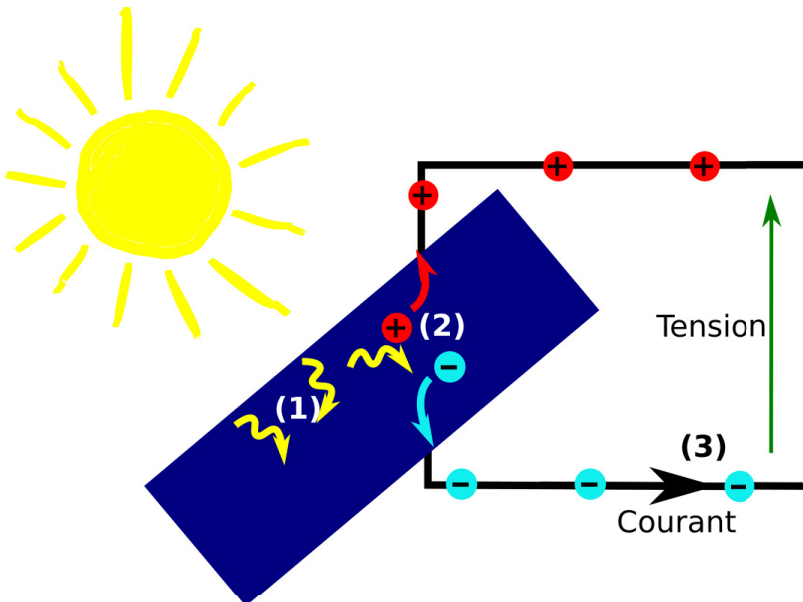


2.1 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert au XIX^{ème} siècle et consiste en la transformation des rayons lumineux en électricité. L'interaction entre la lumière et un matériau semi-conducteur, comme le silicium, peut modifier les propriétés électriques de ce dernier. Le matériau libère alors des charges électriques qui génèrent, une fois collectées, un courant électrique.

Ce principe est résumé en Figure 12 :

1. La lumière atteint le matériau sous forme de particules (photons), qui sont absorbées ;
2. L'énergie des photons absorbés permet de libérer des charges électriques (positives et négatives) ;
3. Ces charges électriques sont collectées, formant un courant et une tension électriques. La puissance générée est égale au produit du courant et de la tension.
4. Cellule photovoltaïque



$$\text{Puissance générée} = \text{Courant} \times \text{Tension}$$

Fig 12. Principe de l'effet photovoltaïque (source : AMORCE, 2020)

Si l'effet photovoltaïque est connu depuis longtemps (1.1.4 - Petite histoire du photovoltaïque), le premier dispositif exploitable générant de l'électricité photovoltaïque a été réalisé en 1954 par les équipes des laboratoires Bell.

La technologie mise au point à cette époque est encore utilisée aujourd'hui pour fabriquer la plupart des cellules photovoltaïques. Le silicium sert à la fois pour absorber la lumière et pour séparer les charges électriques « positives » et « négatives » en créant deux zones différentes dans le silicium, une qui « attire » les charges positives, et l'autre les charges négatives, générant ainsi un courant électrique.

Cette technologie basée sur le silicium comporte de nombreux avantages. Le silicium est un élément abondant naturellement et bon marché. Il est très efficace pour absorber un maximum de l'énergie du spectre solaire.

Ce matériau est bien connu car utilisé par l'industrie de la microélectronique depuis ses débuts, ce qui permet un développement rapide des connaissances et des technologies.



Il existe une différence fondamentale entre les installations solaires photovoltaïques et thermiques : ces dernières exploitent la chaleur créée par l'absorption du rayonnement solaire dans un fluide caloporteur.

2.2 Les composants d'une installation photovoltaïque

kW et kWh, quelle différence ?



Le Watt, et ses multiples, le kilowatt (1 kW = 1 000 W), le mégawatt (1 MW = 1 000 000 W), le gigawatt (1 GW = 1 000 000 000 W) sont des unités de puissance. Elles traduisent la capacité d'une machine à soutirer ou à fournir une quantité d'énergie par unité de temps.

La consommation ou la production d'énergie s'expriment en kilowatt-heure¹⁰ (1 kWh = 1 000 Wh). Le kWh permet de quantifier l'énergie consommée ou livrée. 1 kWh correspond à la quantité d'énergie qu'un appareil d'une puissance d'1 kW consomme ou produit en 1 heure.

Exemples :

- Un micro-onde d'une puissance de 1 kW, utilisé pendant 5 minutes, va consommer 83 Wh, i.e. 1 kW pendant 5/60 d'heure.
- Un four d'une puissance de 1000 W (1kW), utilisé pendant 30 min va consommer 1000 W x ½ h, i.e. 500 Wh (0,5 kWh).
- Une ampoule de 50 W utilisée pendant 5 heures va consommer 250 Wh (0,25 kWh)

¹⁰ On parle bien de « kilowatt-heure » et non de « kilowatt par heure »

La cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque constitue le cœur d'une installation photovoltaïque, qui génère de l'électricité par effet photovoltaïque. Elle est composée :

1. soit avec du silicium (mono- ou poly-cristallin) comme constituant principal, auquel sont associés d'autres éléments chimiques (bore, phosphore), des matériaux déposés en couches ultra-minces (nitrure de silicium, oxyde d'aluminium) et de métaux sérigraphiés (aluminium ou argent).

Comme indiqué sur la Figure 13, la cellule comprend une plaque de silicium où s'opère la conversion du photon en électron, une couche de phosphore diffusé qui permet la séparation des charges électriques, une couche anti-reflet et une grille conductrice.

Ce type de cellules représente 90 % du marché actuel et est utilisé pour des applications classiques comme des centrales photovoltaïques au sol ou en toiture.

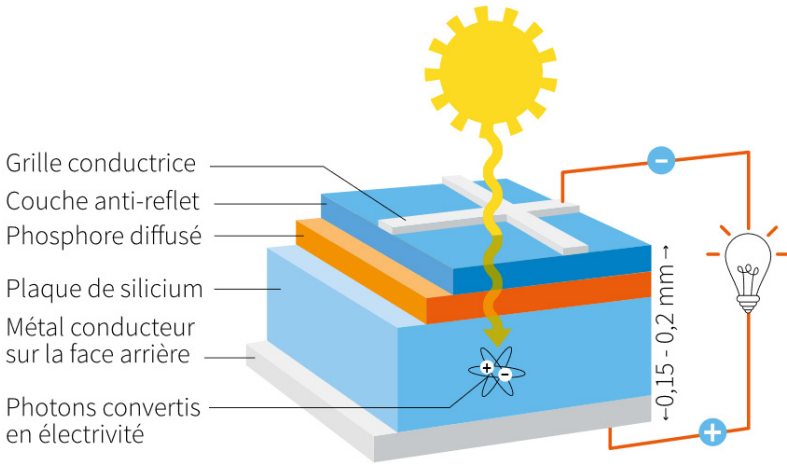


Fig 13. Exemple de cellule photovoltaïque au silicium cristallin (source : ADEME, 2019)

2. soit en couches minces, majoritairement à base de CIS (Cuivre / Indium / Sélénium), de CIGS (Cuivre / Indium / Gallium / Sélénium) ou de CdTe (Tellurure de Cadmium). Ces cellules sont typiquement utilisées sous la forme de modules photovoltaïques flexibles (« moquette » photovoltaïque) sur les bâtiments.

Le module photovoltaïque

Le module photovoltaïque regroupe des cellules photovoltaïques interconnectées en série, au nombre de 60 ou 72 cellules le plus souvent. Les cellules sont protégées des conditions extérieures par des plaques de verre et des couches de polymère. Le module comporte également un élément de sécurité électrique, la boîte de jonction, constituée de diodes de protection contre le risque de surtension, et un cadre aluminium pour la résistance mécanique.

La fabrication des cellules et des modules à base de silicium est longue et complexe. Elle comporte de nombreuses étapes, résumées ci-dessous :

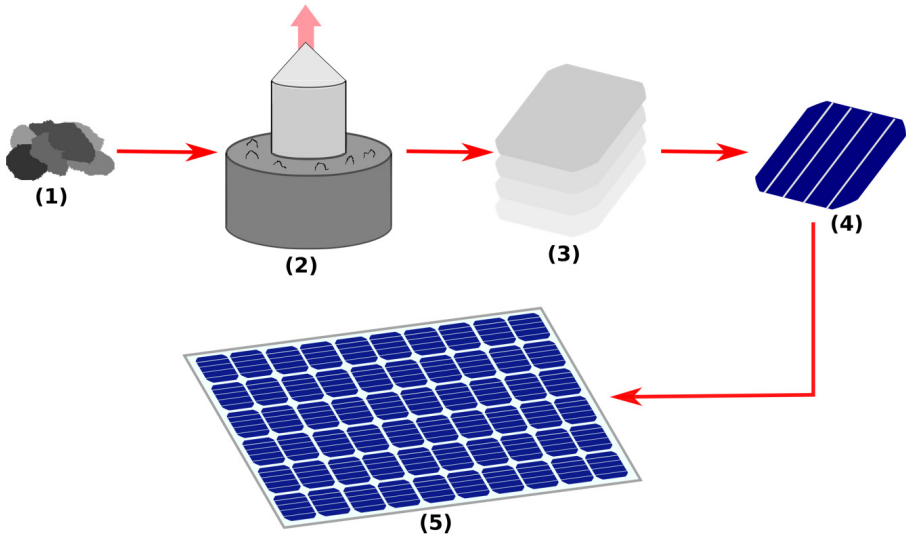


Fig 14. Fabrication d'un module photovoltaïque au silicium (source : AMORCE 2020)
Raffinage du silicium. Le quartz est transformé en silicium de qualité métallurgique, puis en silicium polycristallin, contenant moins d'impuretés.

1. Cristallisation du silicium. Le silicium est fondu, puis solidifié selon plusieurs procédés, permettant d'obtenir des lingots de silicium de plusieurs centaines de kg. On peut réaliser du silicium monocristallin ou multicristallin. Les cellules fabriquées en multicristallin sont généralement moins performantes que les monocristallines, mais sont aussi moins chères.
2. Découpe de plaquettes. Les lingots sont découpés en plaquettes carrées d'environ 16 cm de large et 0,2 mm d'épaisseur.
3. Fabrication des cellules. Chaque plaquette subit une série de traitements visant à modifier ses propriétés optiques et électriques et permettre la collecte du courant généré.
4. Fabrication des modules. Les cellules sont interconnectées en série par des rubans métalliques, et encapsulées dans un empilement de verre et de polymères par un procédé de lamination.



Les technologies solaires photovoltaïques actuellement commercialisées n'utilisent pas de terres rares. Le silicium n'est ni une terre rare, ni un matériau soumis à des difficultés d'approvisionnement. Même si les modules dits à couches minces utilisent de l'indium, du cadmium et d'autres métaux, il ne s'agit pas de métaux rares¹¹.

¹¹ Pour en savoir plus sur les énergies renouvelables et les terres rares : Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie - ADEME, 2019



La puissance crête de sortie d'un module est la puissance de référence du module dans des conditions spécifiques : température de 25°C, ensoleillement de 1000 W/m². Cette puissance s'exprime en watt-crête(Wc).

Comparer des puissances installées de projets utilisant différentes technologies (éolien, solaire, nucléaire...) n'a pas de sens car les quantités d'énergie produites pour une puissance installée donnée sont différentes (le facteur de charge).

Les autres caractéristiques du module sont :

- le coefficient de température qui permet de déterminer la puissance du module dans des conditions climatiques réelles (froides ou chaudes) ;
- la durée de garantie (généralement 20 ou 25 ans) ;
- le rendement qui traduit la capacité du module à transformer l'énergie solaire en courant électrique. Il s'agit du rapport entre la quantité d'énergie électrique produite et l'énergie solaire reçue.

Technologie photovoltaïque	Rendement moyen
Monocristallin	18-22%
Plycristallin	16-20%
Couches minces	7-17%

Tabl 1. Rendement des technologies de cellule photovoltaïques (source : ADEME, 2019¹²)

Les onduleurs

L'électricité produite par un module photovoltaïque est en courant continu (CC ou Direct Current DC), c'est-à-dire constant dans le temps. Or l'électricité du réseau public de distribution est alternative et fonctionne à une fréquence de 50 Hz ou parfois 60 Hz. L'onduleur est donc utilisé pour transformer le courant généré par l'installation photovoltaïque en courant alternatif (CA ou Alternative Current AC) injectable sur le réseau public de distribution d'électricité ou dans un réseau privé.

La puissance de l'onduleur, exprimée en kilowatt (kW) est la puissance de sortie alternative (AC) destinée à l'injection sur le réseau électrique ou dans un réseau privé. En France, cette puissance est choisie entre 80 et 100 % de la puissance crête de l'installation photovoltaïque afin de réduire le coût de l'onduleur quitte à dégrader les quelques moments de production maximum de la centrale.

Les suiveurs solaires

Un suiveur solaire, également appelé « tracker solaire », permet aux modules photovoltaïques d'une centrale au sol de suivre la course du soleil. Cela permet d'optimiser la production électrique des panneaux. Le gain de productivité est de + 30 à + 50 %.

¹²Guide de recommandations à destination des porteurs de projets photovoltaïques (installation sur bâtiment inférieure à 100 kWc) - 2019



Les modules photovoltaïques peuvent pivoter en temps réel selon les axes d'azimut (Est – Ouest, mouvement journalier) et/ou en hauteur (évolution journalière et saisonnière) : on parle de tracker «mono-axial» ou «multi-axial». Toutefois, leur surcoût à l'achat et à l'entretien ne les rend pas systématiquement intéressants.

Fig 15. Exemple de modules photovoltaïques au sol avec trackers (Pixabay)

2.3 Les différents types d'installation

2.3.1 les centrales au sol

Les centrales au sol sont les installations photovoltaïques les plus puissantes : elles peuvent s'étendre sur plusieurs hectares. Elles sont constituées de modules photovoltaïques montés sur des structures fixes ou mobiles (pour suivre la course du soleil), dont la production est généralement injectée sur le réseau de distribution (basse tension - BT ou moyenne tension - HTA).

La plus grande centrale au sol de France est celle de Cestas (Gironde) avec près de 300 Mwc, soit une couverture de 250 ha de panneaux solaires. C'est la Chine qui détient le record mondial avec un parc de 1 547 Mwc dans le désert de Tengger sur environ 4 300 ha.

Ces installations au sol sont aussi appelées « champs photovoltaïques » ou « parcs photovoltaïques ». Elles sont développées sur des terres agricoles, des friches industrielles, des sites dégradés sous réserve de respecter certaines règles (voir 3.2).



Fig 16. Exemple de parc photovoltaïque au sol – iStock

2.3.2 Les ombrières

Les ombrières photovoltaïques sont des installations recouvertes de modules photovoltaïques utilisées pour couvrir des parkings. Elles permettent à la fois d'optimiser l'utilisation des sols et de protéger les véhicules stationnés contre les intempéries (fortes chaleurs, pluie...).



Fig 17. Ombrières photovoltaïques de parking public – Piscine de Mercado à Vannes - © 56 Energies

La loi énergie-climat (2019) a introduit des modifications dans le code de l'urbanisme visant à autoriser l'implantation des ombrières sur les délaissés routiers et les aires d'autoroute, et à les favoriser sur les aires de stationnement des nouvelles surfaces commerciales. Par ailleurs, les nouveaux parcs de stationnement de plus de 1000 m² d'emprise au sol, couverts et accessibles au public, devront désormais être équipés de modules photovoltaïques sur au moins 30 % de la surface.

Certains PLUi indiquent des obligations de productions solaires pour les nouveaux parkings précisant notamment un minimum de kWh d'énergie renouvelable à produire par m² d'emprise au sol (voir 4.3.3).

2.3.3 Les installations sur les bâtiments

Les panneaux solaires peuvent être intégrés aux bâtiments, sur les toitures ou les façades.



Fig 18. Exemple d'installation photovoltaïque en surimposition de toiture (Pxhere)

Les installations sur toiture

Ces installations viennent soit en substitution à la toiture et en assurent l'étanchéité, soit en surimposition. Dans ce premier cas, elles ont bénéficié d'un tarif d'achat de l'électricité plus intéressant pendant plusieurs années. Depuis début 2019, il n'y a plus de distinction tarifaire entre les différents types d'installations en toiture. Néanmoins cette solution peut présenter un intérêt économique pour la construction neuve.

Le point de vigilance reste la réalisation des étanchéités, à l'origine de nombreux sinistres. Une attention particulière à la question de l'assurance doit donc être accordée.

Les installations sur façade

Des intégrations horizontales ou verticales de modules photovoltaïques sont également possibles. Des vitrages photovoltaïques translucides peuvent être intégrés à la place des fenêtres et autres façades en verre. Ces modules peuvent présenter différents niveaux d'opacité ou même de couleur. Ainsi des façades solaires multicolores sont envisageables.

D'autre part, l'installation des modules photovoltaïques en bardage sur les murs ou sur les rambardes de balcons orientés sud peut contribuer à l'efficacité énergétique du bâtiment, en particulier en cas d'autoconsommation collective. Le taux d'autoconsommation est en effet optimal dans les bâtiments tertiaires dont la consommation coïncide avec les heures de production des panneaux solaires photovoltaïques (voir 3.3).



**Fig 19. Exemple d'intégration photovoltaïque sur une façade
Chenove (Côte-d'Or)**

Ces modules photovoltaïques peuvent remplacer des éléments architecturaux par leurs propriétés d'étanchéité, d'ombrage et d'isolation. A titre d'exemple les brise-soleils installés juste au-dessus des fenêtres orientées plein sud apportent de l'ombre en été tout en produisant de l'électricité.

2.3.4 Le photovoltaïque flottant



Fig 20. Installation photovoltaïque flottant à Piolenc - ©Akvo Energy - Hydrelío® by Ciel & Terre

Les installations photovoltaïques peuvent aussi être réalisées sur l'eau : lacs (anciennes carrières, barrage...), canaux, réservoirs... Ce sont alors des flotteurs en plastiques rigides qui accueillent les modules photovoltaïques.

Les installations de parcs solaires flottants en France sont récentes. La première centrale a été inaugurée en octobre 2019 à Piolenc (Vaucluse) : elle possède une puissance de 17 MWc sur 17 hectares d'un plan d'eau de 50 hectares. Il y a également eu des projets pilotes en France, comme celui d'Illkirch-Graffenstaden pour une surface de 220 m².

Les zones à fort courant (supérieure à 1 m/s) sont généralement déconseillées pour ce type d'installation. La sensibilité des milieux aquatiques doit par ailleurs être prise en compte en amont de tout projet. Seules des études et les premiers retours d'expériences permettront d'évaluer les impacts de cette nouvelle technologie et d'estimer le potentiel de déploiement en France.

2.3.5 L'agrivoltaïsme

Quelques projets d'agrivoltaïsme ont vu le jour en France. Il s'agit d'une combinaison entre des activités agricoles – l'élevage, la vigne ou le maraîchage (serres) – et la production d'électricité photovoltaïque. L'enjeu est d'assurer que la production photovoltaïque soit une activité secondaire par rapport à la production agricole, et qu'en fin de vie, le terrain retourne pleinement à son usage initial. L'ADEME travaille actuellement sur un retour d'expérience de ces installations et les résultats de cette étude sont attendus pour 2021.

Le cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque innovant (voir 1.2) intègre les installations agrivoltaïques entre 100 kWc et 3 MWc. Elles sont définies comme des installations permettant de coupler une production photovoltaïque secondaire à une production agricole principale en permettant une synergie de fonctionnement démontrable. Le candidat doit rédiger un mémoire technique sur la synergie de l'installation avec l'usage agricole.

2.4 La production d'électricité

Le gisement et le productible

Afin d'évaluer le productible d'une installation photovoltaïque, c'est-à-dire la production estimée, on prend en compte à la fois :

- les données techniques des modules et des composants, qui permettent de calculer la puissance de l'installation
- la ressource solaire disponible sur le site qui permet d'évaluer le gisement photovoltaïque.

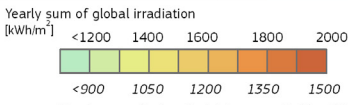
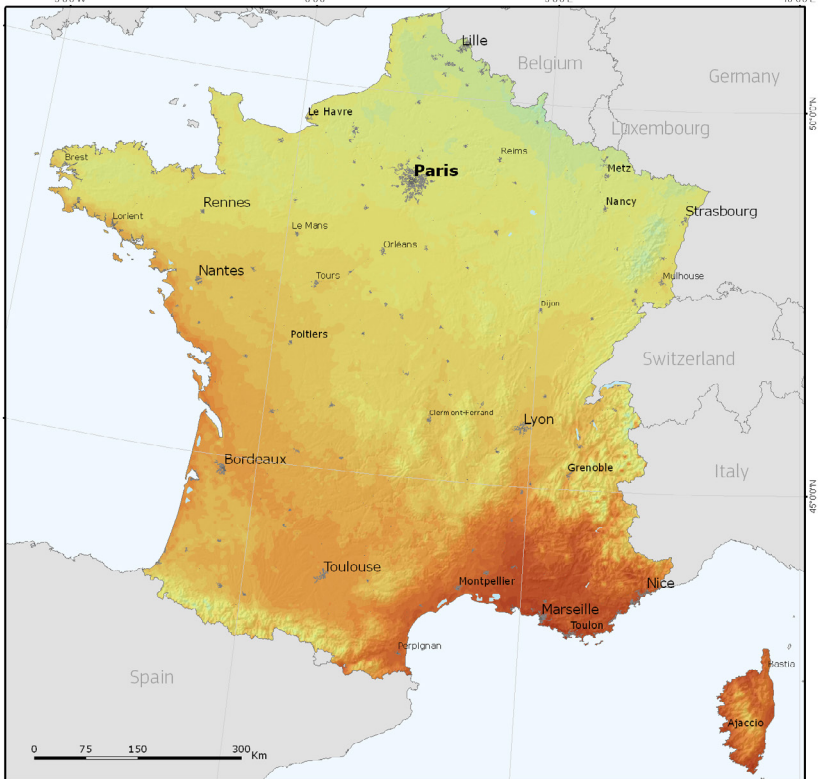
La puissance de l'installation dépend du nombre de panneaux et de la puissance unitaire de chaque module. En général on s'intéresse à la puissance moyenne de l'installation par mètre carré, appelé rendement surfacique. Cette notion englobe les espacements nécessaires entre chaque rangée de panneaux solaires pour éviter de créer des ombres sur les autres panneaux.

Le gisement photovoltaïque correspond à l'irradiation moyenne annuelle disponible sur le territoire dans des conditions optimales (inclinaison des panneaux, orientation et aucune ombre). Les conditions optimales en France sont une exposition plein sud et une orientation de 30°.



Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules

FRANCE



Yearly sum of solar electricity generated by 1kWp system with performance ratio 0.75
[kWh/kW_{peak}]

- Urban area
- Water body

CM SAF
Climate Monitoring and Data Intercomparison Centre

Joint Research Centre

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission - Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Fig 21. Carte de gisement photovoltaïque français en condition optimale (en kWh/m2) (source : PVGIS)

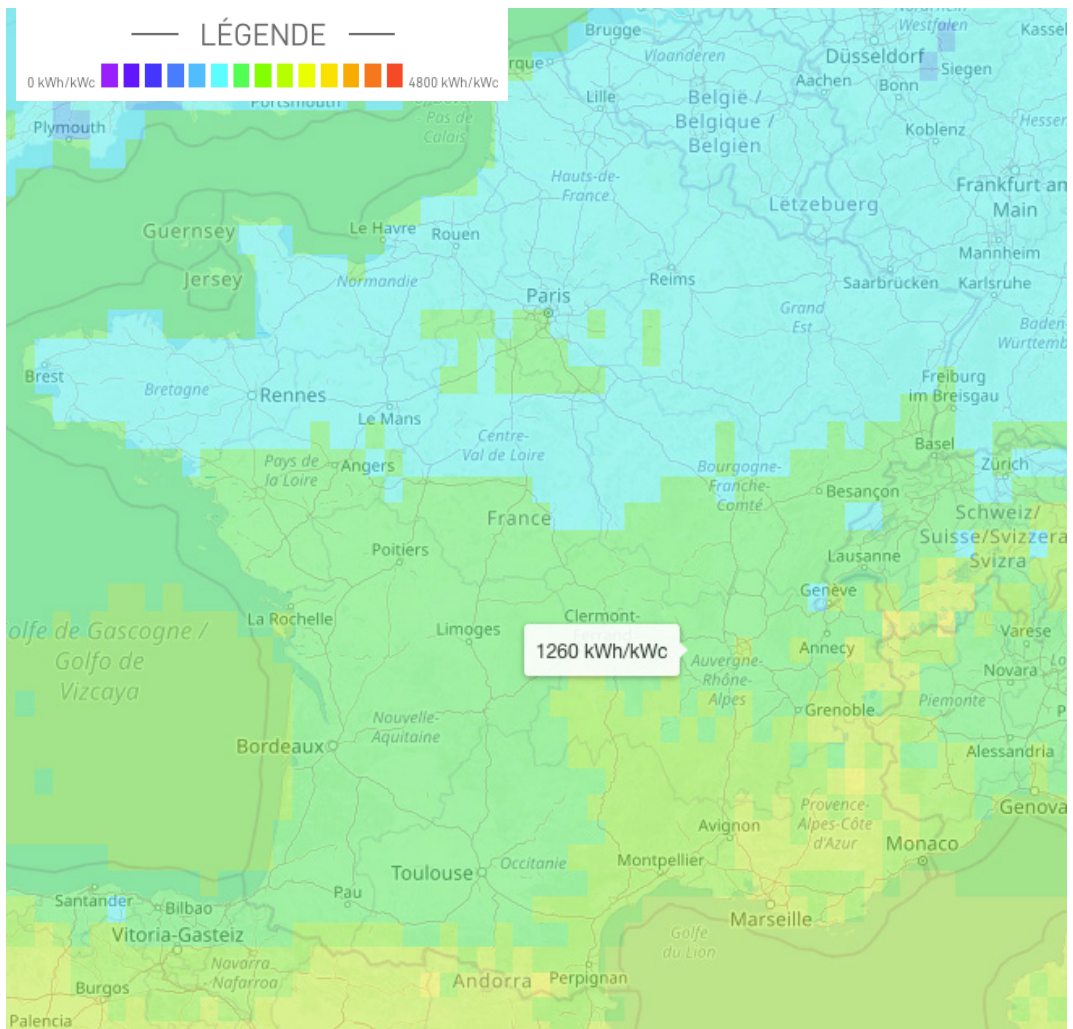


Fig 22. Carte du productible 2019 en France
(source : Hespul - carte-productible.photovoltaique.info)

La production électrique

La production instantanée photovoltaïque dépend des conditions météorologiques. Cependant, même durant une journée nuageuse, les modules photovoltaïques produisent de l'électricité. La courbe ci-dessous présente une production pendant une journée ensoleillée marquée par quelques passages nuageux.

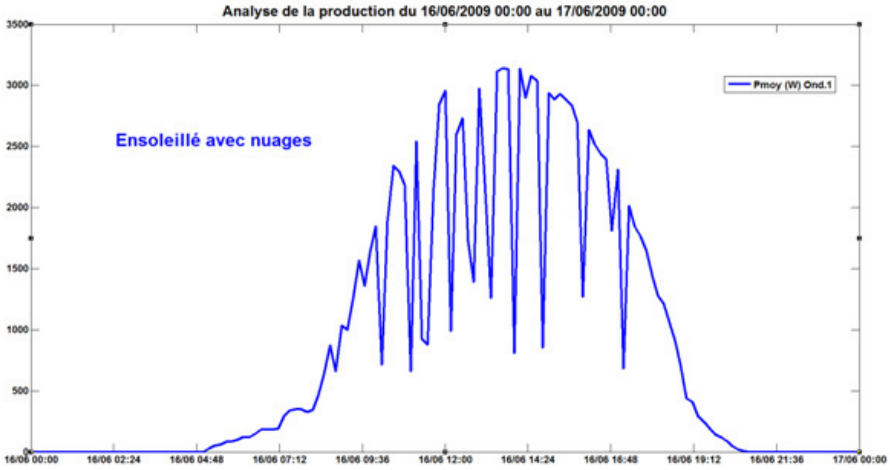


Fig 23. Exemple de profil de production photovoltaïque sur 24 h sur une journée ensoleillée avec quelques passages nuageux (source : CRE)

A l'échelle d'une année, il est plus facile d'appréhender la production d'une installation solaire. La Figure 24 présente la production mensuelle d'une installation photovoltaïque depuis 2009. Elle est 5 fois supérieure en été qu'en hiver. Les variations interannuelles sont au plus de 10 %. Le revenu associé à la vente d'électricité dans le cadre des mécanismes de soutien mis en place en France, fluctuera de la même manière.

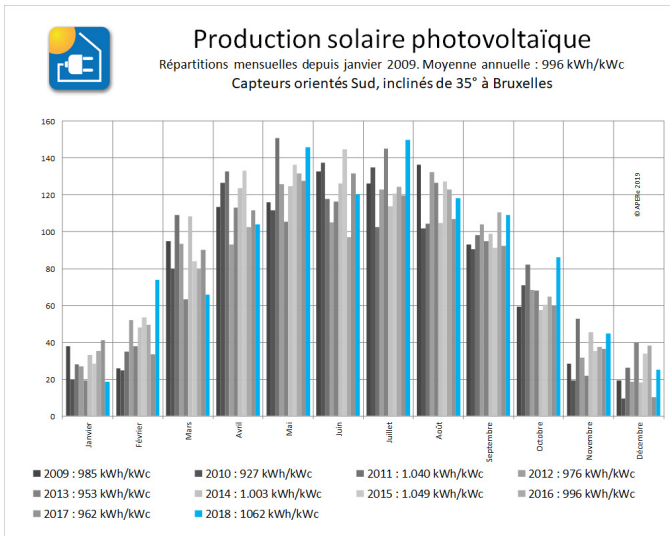


Fig 24. Exemple de production d'électricité photovoltaïque mensuelle depuis 2009 (source : renouvelle.be)

2.5 La fin de vie d'une installation photovoltaïque

2.5.1 Les méthodes de recyclage

Il existe différentes méthodes de recyclage. Les modules mono- ou poly- cristallins, représentant la grande majorité des technologies utilisées aujourd'hui, sont composés à 75 % de verre, matériau dont le recyclage est considéré infini. La problématique du recyclage est donc de séparer les cellules photovoltaïques des plaques de verres qui les recouvrent. Pour cela, une première technique est de procéder à un traitement thermique permettant de brûler les couches plastiques qui assurent l'encapsulation des cellules dans le module. Puis, la séparation des cellules de leurs interconnexions et éléments métalliques est réalisée par traitement chimique. Le silicium est alors directement valorisé soit pour les industries consommatrices de silicium. La deuxième technique de séparation, utilisée dans l'usine de Véolia en France (voir 2.5.2), est de procéder au broyage des modules avant qu'une machine de tri sépare les éléments plastiques, verre et silicium.

Par ailleurs, des projets innovants sont accompagnés par le Plan Investissement d'Avenir, notamment un projet ayant pour objectif de valoriser les débris de silicium qui sont trop petits pour être recyclés. D'autres projets visent à augmenter la pureté du verre recyclé.

Pour les modules à « couches minces », un traitement chimique suivi d'un broyage permet une revalorisation vers un usage secondaire de ses composants. Le traitement de ceux-ci est plus complexe que les modules mono- ou poly- cristallins.

2.5.2 Le recyclage

Inaugurée en juillet 2018, la première unité dédiée au recyclage des modules solaires photovoltaïques cristallins se situe à Rousset. Elle a été créée par la société Véolia. Elle permet le recyclage des volumes croissants de panneaux solaires photovoltaïques cristallins. À titre d'exemple, c'est près de 5000 tonnes de panneaux qui ont été collectés en 2019. Cette usine de recyclage fait appel aux techniques de broyage, du courant de Foucault, de tri optique, etc. Aucun procédé chimique et/ou thermique n'est donc requis et les taux de recyclage atteignent les 95% (85% de valorisation matière et 10% de valorisation énergétique).



Fig 25. Usine de recyclage des modules photovoltaïques cristallins – Rousset, France – © Veolia & PVCYCLE



CHAPITRE 3

Déroulement d'un projet photovoltaïque

3.1 Les étapes du projet

Les projets de production d'énergie photovoltaïque comportent plusieurs étapes de développement (Figure 26). Les collectivités ont la possibilité de participer à l'investissement de projets photovoltaïques sur son territoire. Elle peut également développer, co-développer voire gérer ses propres projets photovoltaïques.



Fig 26. Les différentes étapes d'un développement de projet photovoltaïque (source : Amorce, 2020)

	Études préalables	Conception 1 à 3 mois	Réalisation 3 à 9 mois	Exploitation 20 à 30 ans	Fin de vie
Techniques	Opportunité Faisabilité Étude structure	Dimensionnement	Chantier Travaux de raccordement	Suivi de production Entretien Maintenance	Démontage
Économique	Faisabilité	Financement Tarif d'achat	Contrat d'achat	Vente Charges Suivi plan d'affaire	
Administratif	Choix montage juridique	Urbanisme Demande de raccordement	Contrat d'accès au réseau et exploitation Offre de raccordement	Assurances Comptabilité Visites réglementaires	Recyclage

tabl 2. Délais et étapes d'un projet photovoltaïque (source : ADEME, 2019)

Projet de centrale photovoltaïque de grande taille (puissance supérieure à 100 kWc)

Les projets de grande taille sont en général construits dans des zones déjà urbanisées (parkings) ou des terrains dégradés (friches industrielles ou militaires, sites d'enfouissement, etc.). Ils sont souvent portés par des développeurs aux formes diverses (SA, SAS, SCIC ou SEM¹³). Les objectifs de ces entreprises sont de trouver et de sécuriser un terrain pour réaliser un projet, d'obtenir les autorisations pour pouvoir construire et exploiter le parc. En général, les développeurs vendent à un exploitant un projet « clé-en-main » ayant obtenu l'ensemble des autorisations, voire qui est déjà construit.

Prospection

Les développeurs prospectent des zones en croisant des critères liés à l'installation de parcs photovoltaïques et les documents d'urbanisme locaux. Ils identifient une zone d'implantation potentielle sur laquelle ils vont évaluer le potentiel économique.

¹³SA : Société Anonyme – SAS : Société par Actions Simplifiées – SCIC : Société Coopérative d'Intérêt Collectif – SEM : Société d'Economie Mixte

Développement

Si le potentiel économique est intéressant, le développeur va sécuriser le foncier en contractualisation avec le propriétaire une promesse de bail emphytéotique qui sera complétée en cas d'obtention de l'ensemble des autorisations réglementaires. Le développeur se rapproche du ou des propriétaires des parcelles concernées par la zone d'implantation. L'objectif est de conclure une convention d'occupation domaniale si le terrain appartient au patrimoine de collectivités, ou de faire signer une promesse de bail emphytéotique si le propriétaire est privé.

En parallèle, le développeur constitue une société de projet, de type SA ou SAS qui portera et opérera le projet. Ainsi toutes les démarches seront réalisées au nom de cette société projet.



Le capital de la société de projet peut évoluer à tout moment. Ainsi il peut arriver qu'un développeur vende ses parts de la société de projet en tant que « droit à construire » et qu'un constructeur et/ou exploitant reprenne le projet.

Au cours de cette phase, une étude sur l'état initial du site et l'impact potentiel du projet photovoltaïque est lancée. Elle s'intéresse aux aspects paysagers, environnementaux et techniques du projet.

Le développeur engage les procédures liées à l'obtention des autorisations nécessaires à la réalisation du projet. Dans le cas de grandes centrales au sol, il s'agit du permis de construire et de l'évaluation environnementale¹⁴ (voir 3.2).

Financement

Le financement d'un projet photovoltaïque est rarement porté uniquement sur fonds propres. Le porteur de projet apporte une partie de l'investissement –en général autour de 20%– qui est complétée par une dette bancaire. Grâce à l'encadrement réglementaire des contrats d'achat proposés en guichet ouvert ou en appel d'offres, le porteur de projet peut emprunter avec peu de risque auprès d'une banque.

La société de projet peut accueillir des investissements en capital ou en financement issus d'autres sociétés, de collectifs citoyens et des collectivités compétentes (voir 4.4).

Construction, exploitation et démantèlement

Une fois les autorisations délivrées, le développeur souhaite généralement bénéficier d'un contrat d'achat pour sécuriser le retour sur investissement de l'installation. Il peut :

- Vendre l'électricité au prix de marché : il lui faut trouver un fournisseur d'électricité ou un agrégateur qui contractualisera avec lui.

¹⁴ Seulement pour les parcs de plus de 250 kWc

- Vendre l'électricité à EDF ou d'autres fournisseurs agréés¹⁵ en obtenant un tarif d'achat ou un complément de rémunération en suivant la procédure d'appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Energie (voir 3.2).
- Vendre l'électricité à un consommateur via un Power Purchase Agreement (PPA). Il s'agit d'un contrat long terme de gré-à-gré par lequel le consommateur achète la totalité de la production d'électricité à un tarif fixé et indexé annuellement sur une durée donnée.

Avant la construction de l'installation, le développeur effectue une demande de raccordement au réseau public de distribution d'électricité auprès d'Enedis ou de l'Entreprise Locale de Distribution (ELD), afin de recevoir une proposition technique et financière. Le développeur a ensuite 3 mois pour accepter l'offre du gestionnaire du réseau, chargé de réaliser les travaux de raccordement.

La construction peut être réalisée par le développeur, mais celui-ci fait généralement appel à une société spécialisée qui procèdera à l'ingénierie, la fourniture du matériel et la construction du parc photovoltaïque. De même, l'exploitation du parc peut être réalisée par le développeur ou une société spécialisée.

Les conditions du démantèlement sont définies dans le bail ou dans la convention d'occupation. L'objectif est de rendre le site à l'état initial. Dans certains cas, l'installation peut être cédée au propriétaire du foncier, ainsi que la charge du démantèlement. Toutefois ces projets peuvent aussi faire l'objet d'un repowering, c'est-à-dire d'un démontage et d'un remplacement des modules en place.

Petite projets (puissance inférieure ou égale 100 kWc)

Comme pour les plus grands projets, des études de faisabilité ainsi que diverses autorisations sont nécessaires pour construire et exploiter une installation photovoltaïque de moindre taille. Les projets de moins de 9 kWc sont généralement portés directement par un particulier, propriétaire de l'installation, alors que pour les projets de 9 kWc à 100 kWc, une personne morale (société dédiée, tiers-investisseur ou organisme propriétaire de la toiture) mène l'ensemble des démarches.

Petites installations photovoltaïques

Pour un particulier ou une structure morale souhaitant développer un projet photovoltaïque en toiture, c'est l'installateur professionnel certifié ou qualifié¹⁶ qui s'occupe de l'étude du projet et, le cas échéant, de son déploiement et du suivi administratif. L'étude du projet comprend plusieurs volets : le productible de la future installation, l'étude de structure de la toiture, éventuellement une analyse sur l'intérêt ou non de l'autoconsommation, et une proposition de réalisation.

¹⁵Liste des organismes agréés : https://www.photovoltaique.info/fr/exploiter-une-installation/vie-des-contrats/modifications-du-contrat-dachat/changement-dacheteur/#liste_des_organismes_agrees

¹⁶QUALIFELEC / QUALIPV BAT / QUALIPV ELEC / AQPV, Reconnu Garant de l'Environnement (RGE)

Le maître d'ouvrage doit veiller à bien contrôler un ensemble de points techniques, économiques et contractuels tout au long du montage du projet, avec l'aide de l'installateur sur certains volets. Dans certains cas, les espaces FAIRE¹⁷ peuvent aussi leur venir en appui

- Technique
 - La demande de raccordement auprès du gestionnaire du réseau public de distribution puis le suivi de la réalisation des travaux suite à l'acceptation du devis fourni par le gestionnaire ;
 - La conformité aux normes du matériel installé et de l'ensemble des détails techniques de l'installation (plans) ;
 - La complétude des travaux et l'attestation de conformité de sécurité électrique signée par un représentant du CONSUEL ;
- Administratif
 - L'attestation de non opposition à la déclaration préalable envoyée à la mairie, ou l'accord du permis de construire dans le cas d'une construction neuve intégrant du photovoltaïque ;
 - L'avis des Architectes des Bâtiments de France pour les projets concernés ;
- Contractuel
 - L'obtention des assurances et garanties comme la responsabilité civile décennale de l'installateur, mais également l'assurance responsabilité civile et dommages aux biens du producteur, en l'occurrence le particulier ou la société morale ;
 - Les conditions de prestation de service après-vente SAV ;
 - Le potentiel suivi administratif fourni par l'installateur ;
- Financier
 - La réalisation d'un montage financier adapté avec le banquier et l'obtention d'un prêt pour financer une partie ou la totalité de l'installation ;
 - L'obtention et la signature d'un contrat d'obligation d'achat avec EDF OA

Installations photovoltaïques de taille moyenne

Ces projets sont portés par des personnes morales. Les phases d'études techniques sont menées par un bureau d'étude spécialisé. Le porteur de projet procède aux différentes démarches d'autorisations : déclaration préalable ou permis de construire pour une construction neuve (voir 3.2). La rédaction d'un cahier des clauses techniques particulières permettra de comparer les différentes offres d'installateurs.

Un guide fourni par le Groupement des Métiers du Photovoltaïque peut aider à la rédaction des descriptifs de travaux¹⁸. L'ADEME a également produit un recueil de recommandations pour ce type de projets¹⁹.

¹⁷www.faire.gouv.fr

¹⁸Guide de rédaction des descriptifs de travaux – GMPV – www.gmpv.ffbatiment.fr

¹⁹Guide de recommandations– installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc. ADEME, 2019 – Ademe.fr

3.2 Démarches et autorisations

Autorisations et urbanisme

Tous les porteurs de projets photovoltaïques doivent obtenir un document d'autorisation d'urbanisme. En amont, ils sont amenés à contacter les services en charge du PLU ou du PLUi pour connaître les éventuelles contraintes urbanistiques.

Le Tableau 3 récapitule les procédures d'autorisations pour les projets photovoltaïques, nécessitant un permis de construire ou une déclaration préalable.

Types d'installation	Formalités d'urbanisme + environnement	
Panneaux au sol	Inf. à 1,80 m et à 3 kWc	Aucune formalité ²⁰ (CU R.421-2c)
	Inf. à 1,80 m et entre 3 et 250 kWc	Déclaration préalable ²⁰ (CR R421-9h)
	Sup. à 1,80 m	Déclaration préalable ²⁰ (CU R.421-9h)
	Sup. ou égal à 250 kWc	Permis de construire (CU R421-1) + évaluation environnementale
Panneaux en toiture	Construction neuve	Formalité identique avec ou sans module photovoltaïque
	Ajout sur existant	Déclaration préalable ²¹ pour modification de façade (R,421-17)

La suite du tableau à la page suivante ►►

²⁰Sauf si le site est dans un périmètre d'un site patrimonial remarquable (SPR) ou aux abords d'un monument historique (MH) dans un site classé ou en instance de classement. Le projet nécessite une déclaration préalable. (CU R.421-11)

²¹Sauf pour les bâtiment inscrit au MH. Le projet nécessite un permis de construire (CU R.421-16)

Panneaux en ombrière	Formalités en fonction de la taille de la construction + évaluation environnementale au cas par cas pour les serres et ombrières de 250 kWc ou plus
Locaux techniques	Formalités en fonction de la taille de la construction

tabl 3. Autorisations nécessaires pour les installations photovoltaïques

Pour tous les projets sur toiture ou en ombrière, c'est le maire de la commune concernée qui est compétent :

- au nom de la commune dotée d'un PLU ou d'une carte communale
- ou au nom de l'Etat dans les communes dépourvues de document d'urbanisme.

Pour les parcs solaires au sol ou sur un bâtiment de l'État, la compétence pour délivrer le permis de construire ou se prononcer sur la déclaration préalable appartient au préfet de Région. Pour autant, le préfet doit recueillir l'avis du maire ou du président de l'EPCI compétent²². Néanmoins, lorsque l'énergie photovoltaïque est destinée principalement à de l'autoconsommation par le demandeur de l'autorisation d'urbanisme, cette compétence peut être déléguée au maire de la commune.

Les délais d'obtention de ces autorisations d'urbanisme sont :

- 1 mois pour la déclaration préalable : réception d'un certificat de non-opposition à la déclaration préalable ;
- 2 mois pour un permis de construire sur une maison individuelle ;
- 3 mois pour les autres permis de construire.

Ces délais peuvent être majorés dans le cas d'un règlement spécifique, comme dans un périmètre de protection d'un monument historique.



Lorsqu'il y a une contrainte de covisibilité avec un monument historique ou un site patrimonial remarquable, l'Architecte des Bâtiments de France (ABF) doit délivrer un avis. Les délais d'autorisation pourront donc être plus longs. En dehors des zones citées dans Tableau 4, l'avis de l'ABF est consultatif.

Pour les Établissements Recevant du Public, une demande d'autorisation de travaux doit être envoyée au Service Départemental d'Incendie et de Secours.

²²L.422-2 du Code de l'urbanisme

	Zone	Éléments supplémentaires
En application du code de l'urbanisme	Site patrimonial remarquable (ex. ZPPAUP ou ex AMVAP)	Avis conforme ABF
	Abords des monuments historiques si périmètre délimité ou non délimité	Avis conforme ABF
	Site inscrit	Avis simple ABF
	Site classé	Autorisation du ministre chargé des sites
En application du code de l'environnement	Réalisation en tout ou partie en zone Natura 2000	<ul style="list-style-type: none"> • Ouvrage de production d'électricité. A partir de l'énergie solaire produite par une installation au sol dont la puissance crête est inférieure à trois kilowatts et dont la hauteur maximum au-dessus du sol ne peut pas dépasser 1,80 m : pas de formalités supplémentaires (sauf si inscription sur liste locale : instruction par le préfet) • Autres cas d'ouvrage de production d'électricité : évaluation des incidences Natura 2000
	Parc naturel régional	Consultation du syndicat du parc pour les projets soumis à évaluation environnementale
	Parc national	Avis de l'autorité du parc pour une construction en cœur de parc

tabl 4. Rappel des contraintes générales d'urbanisme et d'environnement pour un projet photovoltaïque (source : AMORCE, 2020)

Évaluation environnementale pour les parc solaires au sol, sur ombrières et serres de 250 kWc ou plus

Les installations photovoltaïques au sol d'une puissance supérieure ou égale à 250 kWc sont soumises à une évaluation environnementale (CE Annexe R.122-2). Pour les projets d'ombrières ou de serres photovoltaïques d'une puissance supérieure ou égale à 250 kWc, c'est l'Autorité environnementale qui décide si le projet devra être

soumis ou non à une évaluation environnementale.

Cette procédure prend plusieurs mois : deux mois pour la saisine de l'Autorité environnementale qui est effectuée dans le cadre de l'instruction du permis de construire, un mois minimum pour l'enquête publique, environ un mois pour récupérer les conclusions du commissaire-enquêteur et deux mois d'instruction pour la décision finale de l'autorité environnementale.

Dans la grande majorité, l'Autorité environnementale est la DREAL (Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement). C'est elle qui réalise l'instruction puis qui soumet l'avis à la signature du préfet.

Cette évaluation environnementale est constituée d'une étude d'impact, des avis des services consultés dans le cadre de l'instruction et de l'avis de l'Autorité environnementale.

L'étude d'impact doit contenir un ensemble d'éléments permettant d'évaluer l'incidence du projet sur l'environnement (CE R,122-4). Elle comprend différents volets tels que :

- Un résumé non technique,
- Une description du projet (localisation, conception, dimension, caractéristiques),
- Une description des aspects pertinents de l'état de l'environnement et de leur évolution en cas de mise en œuvre du projet ainsi qu'un aperçu de l'évolution probable de l'environnement si le projet n'est pas réalisé,
- Les mesures envisagées pour éviter, réduire et lorsque c'est possible compenser les incidences négatives notables du projet sur l'environnement ou la santé humaine,
- Une présentation des modalités de suivi de ces mesures et de leurs effets,
- En cas d'impact sur l'environnement, une description des solutions de substitution examinées et les principales raisons de son choix au regard des incidences sur l'environnement.

L'enquête publique est réalisée dans la mairie de la commune concernée par le projet. Un ensemble de documents fourni par le porteur de projet est à disposition du public. On y retrouve des plans de situation, de masse, des photomontages, le formulaire de demande de permis de construire, études d'impact, etc. La mairie peut y joindre un avis sur le projet. Depuis le 1er janvier 2017, les enquêtes publiques peuvent être complétées par la mise en place d'un registre dématérialisé (www.registre-dematerialise.fr).

3.3 Raccordement au réseau et modes d'exploitation de l'installation

3.3.1 Raccordement au réseau public de distribution d'électricité

Modalité de raccordement

Le type de raccordement envisagé dépend du choix par le maître d'ouvrage de l'installation entre :

- 1. l'injection** sur le réseau public de distribution d'électricité de la totalité de l'électricité produite par l'installation photovoltaïque : un point de livraison dédié est installé pour réaliser le comptage de l'injection d'électricité en parallèle de l'installation standard de comptage de la consommation d'électricité ;
- 2. l'autoconsommation** de l'électricité produite par l'installation photovoltaïque avec injection du surplus de la production sur le réseau public de distribution d'électricité : Pour les installations de moins de 36 kVA, le compteur Linky comptabilise à la fois l'injection sur le réseau de distribution et l'électricité consommée (soutirée) sur le réseau. Pour mémoire, l'installation des compteurs Linky est prise en charge à 100% par le TURPE.
- 3. l'autoconsommation totale** de l'électricité produite : le raccordement est simplifié car il n'y a pas de dispositif de comptage de l'énergie injectée à installer. Si la production solaire excède la consommation, l'onduleur doit permettre soit de déclencher une charge (élément consommateur variable, des batteries par exemple) soit de brider la production. Une convention doit tout de même être signée avec ENEDIS puisque l'article L315-7 du code de l'énergie indique que toute nouvelle installation d'autoconsommation doit être déclarée.

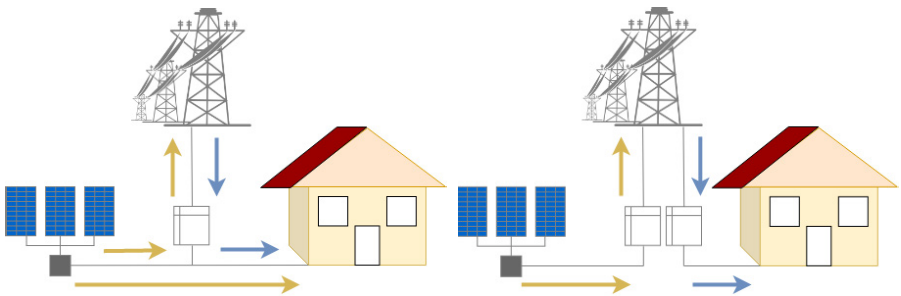


Fig 27. Modèle d'exploitation de l'installation photovoltaïque -
à gauche : autoconsommation - à droite : injection/vente totale sur le réseau

Puissance et coût du raccordement

L'entité responsable du raccordement des installations photovoltaïque est ENEDIS, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur la quasi-totalité du territoire, sinon les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour 5% du réseau français.

La puissance et le coût du raccordement au réseau diffèrent selon la puissance de l'installation photovoltaïque :

- La puissance de raccordement de l'installation au réseau correspond à la puissance maximale à la sortie de l'onduleur. Elle s'exprime en kilovoltampère (kVA), équivalent aux kilowatts (kW) des puissances des installations.
- Pour des installations de moins de 100 kVA, 40% des frais de raccordement (branchement et extension) sont pris en charge de façon mutualisée par tous les utilisateurs du réseau électrique via le TURPE²³. Le renforcement du réseau existant est pris en charge par le TURPE à 100%.
- Au-delà de 100 kVA, le raccordement est soumis aux règles du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR - voir Section 4.2.3). A travers ce document, le gestionnaire de réseau de distribution prévoit des marges de raccordements en renforçant et en développant les réseaux selon les objectifs de planification des Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET).

Ces investissements sur les réseaux sont amortis grâce à une contribution, appelée la "quote-part", versée en partie par chaque porteur de projet d'énergies renouvelables. Elle varie d'un S3REnR à un autre. Chaque porteur de projet prend donc en charge une portion de sa quote-part selon un taux de réfaction dépendant de la puissance de son installation. Plus celle-ci est puissante, plus il est mis à contribution. Cela revient, pour les porteurs de projets, à payer une part de la puissance réservée du réseau développé dans le cadre de la planification prévue par le S3REnR.

Enfin, si le projet nécessite de mettre en place des ouvrages de réseaux propres à sa seule installation (dits "ouvrages propres"), là encore, le TURPE prend en charge de façon dégressive une portion de ces travaux.

²³Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, qui est une portion de la facture d'électricité

Injection d'énergie renouvelable		Branchement	Extension	Ouvrages propres	Quote-Part	Renforcement
Hors S3REnR	< 100 kW	40 % TURPE 60 % porteur de projet				100 % TURPE
S3REnR	100 kW < P < 250 kW			40 % TURPE 60 % porteur de projet	40 % TURPE 60 % porteur de projet	
	250 kW < P < 500 kW				Dégressif TURPE	
	500 kW < P < 1 MW				20 % TURPE 80 % porteur de projet	
	P = 1 MW			Dégressif TURPE	100 % porteur de projet	
	1 MW < P < 3 MW					
	3 MW < P < 5 MW			100 % porteur de projet		
	P > 5 MW			100 % porteur de projet		

tabl 5. Répartition des coûts de raccordement d'une installation de production d'électricité

Pour bénéficier d'un tarif d'achat, le porteur de projet doit réaliser une demande de raccordement à Enedis (ou ELD).

Dans le cadre du guichet ouvert (tarif d'achat ou complément de rémunération), c'est Enedis ou l'ELD qui informe l'acheteur obligé (EDF Obligation d'achat, ou GLD). Après signature du contrat avec l'obligé, le contrat peut être transféré à un autre acheteur agréé²⁴. La signature du contrat de vente déclenche la capacité de facturer ensuite l'électricité vendue. La facturation est annuelle sauf pour les projets de 36 à 100 kWc pour lesquels la facture est semestrielle.

²⁴Liste des organismes agréés : https://www.photovoltaique.info/fr/exploiter-une-installation/vie-des-contrats/modifications-du-contrat-dachat/changement-dacheteur/#liste_des_organismes_agrees

Dans le cadre des appels d'offres, si le projet est sélectionné parmi les lauréats, le lauréat procède d'une part à la demande de raccordement, aux travaux et à l'installation de la centrale, puis fait une demande de contrat à EDF OA avec les justifications adéquates, notamment la lettre de notification de lauréat envoyée par la CRE²⁵.

3.3.2 Un mode d'exploitation qui s'impose

A partir d'un productible maximisé de l'installation solaire disponible sur une toiture ou sur une surface au sol, il faut évaluer les avantages économiques des différents modes d'exploitation. Selon l'autoconsommation ou la vente en injection totale de l'électricité, les résultats économiques diffèrent.

Une des informations clefs est la courbe de consommation du potentiel utilisateur sur place. En effet, si la courbe de consommation permet d'autoconsommer un maximum de la production électrique de l'installation des panneaux photovoltaïques, le modèle économique indiquera que l'autoconsommation est le meilleur modèle. Par contre si la consommation ne concorde pas avec la production ou si la consommation est trop faible par rapport à la production, le modèle de l'injection totale sur le réseau sera à privilégier.

Au-delà des mécanismes de soutien qui diffèrent, les coûts de raccordement peuvent avoir une incidence importante tout comme les taxes évitées.



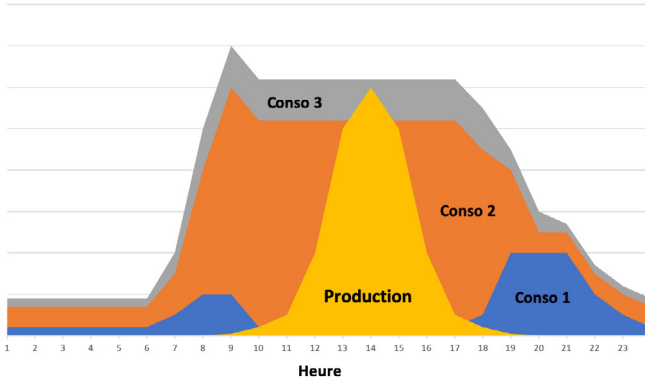
Il est important de rappeler que le courant électrique circule toujours en passant par le plus court chemin. Ainsi toute consommation d'électricité s'alimente par des flux d'électrons issus des sites de production en fonctionnement les plus proches. Le fait de choisir une production valorisée en injection ou en autoconsommation n'a donc aucune incidence sur le flux physique de l'électricité produite.

3.3.3 Autoconsommation collective

Un autre mode exploitation commence à émerger en France. L'autoconsommation collective correspond à une opération d'autoconsommation réalisée par un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs, reliés entre eux par une personne morale organisatrice (PMO). On entend par PMO toute structure juridique morale : il peut s'agir d'une association, d'une société anonyme de tout type (SA / SAS / SCIC / SEM / SPL), auprès de laquelle ces «autoconsomm'acteurs» sont reliés soit par une adhésion, un contrat de vente ou d'achat d'électricité.

²⁵Plus d'informations disponibles sur le site www.edf-oa.fr

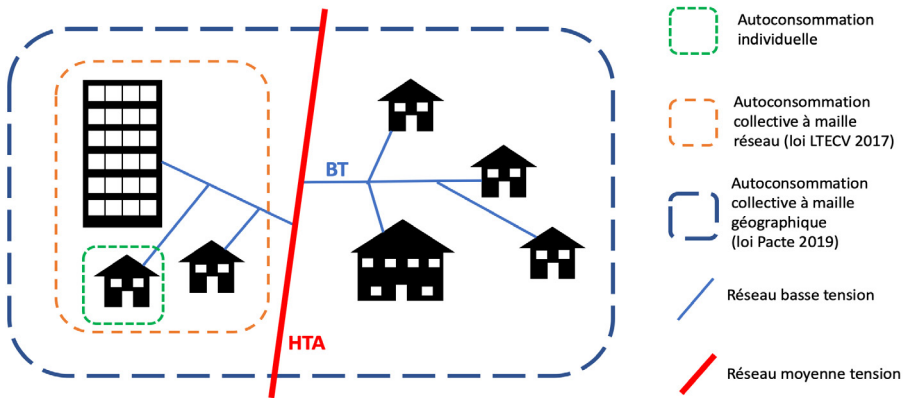
Exemple de profils de consommation/production en autoconsommation collective



Exemple de profil de consommation/production d'une installation en autoconsommation collective. Source : AMORCE

Cette opération d'autoconsommation collective peut être « simple » ou « étendue ». Est appelée « simple », une opération d'autoconsommation sur un même bâtiment. Une opération d'autoconsommation collective étendue concerne les projets²⁶, dont les producteurs et consommateurs sont raccordés au réseau basse tension, dans une limite géographique d'un km de périmètre (les plus éloignés ne doivent pas être à plus de 2 km l'un de l'autre).

Il y avait environ 16 opérations en service en juillet 2019, et environ une centaine de projets en développement.



Dimensions possibles de l'autoconsommation. Source : AMORCE

²⁶Arrêté du 21 novembre 2019

Ces projets peinent encore à trouver un modèle d'affaires rentable. En effet, si parfois l'autoconsommation individuelle peut être rentable sans vente de surplus, il est plus difficile pour l'autoconsommation collective de présenter des retours sur investissement. En effet, des taxes d'utilisation sur le réseau sont appliquées sur la part autoconsommée, et aucun mécanisme de soutien n'est prévu pour l'instant par l'Etat.

Les simulations dans le cas d'une opération d'autoconsommation collective sur plusieurs bâtiments de collectivité présentent un temps de retour sur investissement de plus de 25 ans²⁷.

3.4 Quel est le coût de l'énergie photovoltaïque

3.4.1 Comparaison des niveaux de rentabilité des types et tailles d'installation

L'ADEME a produit en 2019 un rapport sur les coûts des énergies renouvelables et de récupération en France²⁸ présentant une plage de coûts de production d'électricité assez large due aux différents types de technologies utilisées, la ressource du site et le productible étant différents entre le nord et sud de la France. Le tableau ci-dessous et les éléments quantitatifs de ce chapitre reprennent les chiffres fournis par le rapport de l'ADEME.

	Résidentiel (0-3 kWc)	Résidentiel (3-9 kWc)	Commercial industriel (36-100 kWc)	Grandes toitures et ombrières	Centrales au sol (> 250 kW)
Coût d'investissement (€/kW)	2 355 – 3 310	1 735 - 2 125	1 111 – 1 323	1 080 – 1 240	740 - 895
Coût d'exploitation (€/kW/an)	75 - 107	44 - 55	22 - 26	15,1 – 23,3	12,1 – 18,4
Coût de production d'électricité	154 - 267	88 - 158	63 - 106	61 - 104	45 - 81
Tarif d'achat 2019 Guichet ouvert / Tarif de référence des AO 2019 (€/MWh)	185,3	157,5	105,1	86,2 - 96,5	59,5 – 67,5

tabl 6. Coût de l'énergie photovoltaïque – ADEME – Coûts des EnR&R 2019²⁹

²⁷État des lieux, cas d'usage et conditions de développement - SIA Partners 2019

²⁸<https://www.ademe.fr/coûts-energies-renouvelables-recuperation-france>

²⁹Dans cette étude, l'ADEME a calculé les coûts de production d'électricité (Level Cost of Electricity – LCOE) sur 25 ans

Résidentiel

Pour les projets de toitures photovoltaïques on distingue les modules intégrés au bâti et les modules en surimposition de toiture. Le coût de l'électricité photovoltaïque des modules surimposés coûtent environ 10 % moins cher que ceux des modules intégrés au bâti.

Aujourd'hui le tarif d'achat des installations résidentielles de moins de 3 kWc (voir Annexe 1) est insuffisant pour couvrir les coûts de production de ces installations dans la zone Nord (Hauts de France, Grand Est, Normandie, Ile-de-France) et dans la région centre de la France.

A partir des installations de 3 à 9 kWc, le coût de production d'électricité photovoltaïque est plus faible que le tarif d'achat proposé par le mécanisme de soutien sur tout le territoire.

Autoconsommation avec ou sans revente de surplus

Pour les installations de moins de 3 kWc, seuls les projets de modules photovoltaïques surimposés en région du sud de la France (Est Occitanie, Corse et Région Sud) peuvent être rentables. Pour les installations de 9 kWc, toutes les régions peuvent avoir des installations rentables.

Moyennes toitures (36 kWc-100kWc)

Le mécanisme de soutien est adapté pour les moyennes toitures (36 à 100 kWc) puisque toutes les zones du territoire présentent un coût de production d'électricité photovoltaïque inférieur au tarif d'achat. Les projets de moyennes toitures sur des bâtiments neufs coûtent en moyenne 5 % moins cher que sur les bâtiments existants.

Grandes toitures et ombrières (100 kWc à 2,6 MWc)

Le coût de production d'électricité photovoltaïque des installations en ombrières coûtent en moyenne 3 à 4 % de plus que le coût de production d'une installation sur bâtiments.

Le coût de production d'électricité avec ces installations pourraient baisser de 40 % entre 2018 et 2030.

Centrale photovoltaïque au sol

Le coût de production d'électricité des installations au sol pourraient baisser de 23 % entre 2018 et 2030.

3.4.2 Coût d'investissement

Dans les coûts inhérents à la construction et le développement de l'installation photovoltaïque, sont compris :

- Les coûts liés à l'installation photovoltaïques (environ 80 %)
 - Les modules photovoltaïques
 - La structure de support
 - Le(s) onduleur(s)
 - La main d'œuvre de l'installation et de la pose du système électrique
 - Le matériel électrique (câbles, boîtiers, protections)
 - Pour les installations toitures :
 - La main d'œuvre de la dépose du matériau de couverture
 - Le potentiel coût de renforcement structurel pour une toiture
 - Les potentiels travaux supplémentaires dans l'intégration au bâti
- Le coût du raccordement au réseau public de distribution d'électricité (environ 10 %)
- Les frais annexes d'ingénierie, développement, technico-commercial, financiers et légaux (environ 10 %)

On appelle souvent ce coût d'investissement, le CAPEX de la centrale photovoltaïque – pour « CAPital EXpenditure »

3.4.3 Coût d'exploitation et taxes, ou coût de fonctionnement

Les coûts supportés par le porteur de projet après la mise en service sont les coûts d'exploitation - les dépenses annuelles nécessaires à l'entretien et au bon fonctionnement de l'installation photovoltaïque - et également les coûts liés à la fiscalité (impôts, taxes et versements assimilés). On appelle souvent les coûts d'exploitation, les OPEX de la centrale photovoltaïque – pour « OPERational Expenditure ».

Pour les coûts d'exploitation d'une grande installation, c'est l'exploitant qui est responsable de l'entretien et qui va procéder à des contrôles visuels, techniques et qui peut être amené à nettoyer et réparer des éléments de l'installation photovoltaïques. Pour les installations de type résidentiel, c'est le propriétaire de l'installation qui est responsable de son entretien. Pour une collectivité, dans le cadre d'une régie internalisée, ce sont les agents/fonctionnaires qui devront procéder à cet entretien. Un entretien régulier évite les surprises de sous production. Cela passe par des contrôles visuels, du nettoyage de module ou d'équipements, contrôle des connectiques, etc. La maintenance planifiée entre également dans ces coûts d'exploitation, notamment le remplacement des onduleurs au bout 10 ans. Un guide publié par Hespul, permet d'en savoir plus : « Exploitation des installations photovoltaïques : gestion technique de l'ordinaire à l'extraordinaire »³⁰.

³⁰www.photovoltaique.info

Les impôts, taxes et versements assimilés se composent des éléments suivants :

- Le TURPE
- L'IFER pour les installations de plus de 100 kWc (voir section 3.6.1)
- L'imposition sur les revenus issus de la vente d'électricité
- Les frais d'assurance, responsabilité civile et dommage aux biens

Le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité est redevable à la fois au consommateur d'électricité et au producteur d'électricité. Ce TURPE se base sur une composante de gestion (abonnement) et une composante de comptage (fonction de la consommation ou de la production).

L'imposition sur les revenus issus de la vente d'électricité diffère selon les installations. Pour les particuliers ayant une installation de moins de 3 kWc, le revenu n'est pas imposable. Cette exonération n'est valable que pour 2 installations par particulier. Pour les installations de plus de 3 kWc, les revenus sont imposables. De 3 kWc à 9 kWc, l'imposition se fait sous des régimes des micro entreprises. Pour les installations de plus de 9 kWc, la personne morale doit s'acquitter de la Cotisation Foncière des Entreprises (CFE) et la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE) (Voir section suivante).

Selon l'installation, les assurances de type dommage matériel, responsabilité civile, dommage ouvrage et perte d'exploitation doivent être payées annuellement.

3.5 Fiscalité

Le solaire photovoltaïque, en ce qu'il est à la fois une activité économique de production d'énergie et une opération d'aménagement, génère pour les collectivités des recettes fiscales à travers différents prélèvements.

La multiplicité des typologies d'installations photovoltaïques entraîne une grande disparité des recettes perceptibles et perçues par les collectivités.

Les principales recettes fiscales des collectivités générées par ces projets proviennent des impositions suivantes :

- L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)
- La taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB)
- La contribution économique territoriale (CET)
- La taxe d'aménagement (TA)

L'IFER représente plus des trois quarts du volume des recettes fiscales mais cette proportion va diminuer suite à l'adoption de la Loi de finances 2020.

Les collectivités perçoivent les premières recettes fiscales l'année suivant la mise en service de l'installation.

3.5.1 L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)

L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux est un impôt annuel. L'IFER est déclinée en plusieurs composantes, en fonction de l'activité concernée, dont l'IFER photovoltaïque et l'IFER sur les transformateurs électriques.

L'IFER s'applique uniquement pour les centrales photovoltaïques dont la puissance électrique installée est supérieure ou égale à 100 kWc. Toutefois, l'IFER n'est pas dû par les installations qui dépasseraient ce seuil mais qui sont exploitées en autoconsommation totale même avec tiers-investisseur³¹.

Une baisse du niveau de l'IFER solaire a été votée dans la Loi de finances pour 2020. Justifiée par un niveau d'imposition plus important que sur les autres énergies renouvelables en lien avec le faible facteur de charge de l'énergie solaire³², cette baisse s'appliquera aux projets mis en service après le 1er janvier 2021. Ils bénéficieront d'un IFER de 3,155 €/kW pendant les 20 premières années d'exploitation avant de repasser à 7,57 €/kW. Les projets déjà en service avant le 1er janvier 2021 continueront à payer l'IFER à 7,57 €/kW.

Pour l'IFER sur les transformateurs électriques, seules les installations présentant une tension amont supérieure à 50 kV sont imposés.

	Assujettissement	Taux	Contribuable
IFER PV	Installations > ou égales à 100 kWc Sauf autoconsommation totale	7,47 €/kWc en 2018 7,57 €/kWc en 2019 3,155 €/kWc en 2021 ³³ (modifié chaque année)	Exploitant de l'installation
IFER Transformateur	Transformateur d'une tension amont > 50 kilovolts	Dépend de la tension amont Généralement 14 624€/transformateur pour installation PV	Propriétaire du transformateur, ou concessionnaire

tabl 7. Conditions d'imposition à l'IFER

3.5.2 Taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB)

Les propriétaires d'installations photovoltaïques ou exploitant via un bail emphytéotique ou à construction sont soumis comme tout propriétaire foncier à la taxe foncière. Cette taxe est constituée de la taxe foncière sur les propriétés bâties

³¹BOI-TFP-IFER-30-20180307

³²L'IFER se calcule par rapport à la capacité installé, or pour un même kilowatt installé, une installation photovoltaïque produit moins qu'une éolienne

³³Seulement les 20 premières années puis 7,57 €/kWc

(TFPB) et de la taxe foncière sur les propriétés non bâties (TFPNB).

Les panneaux solaires sont exonérés de la TFPB³⁴ ; ce sont les aménagements annexes qui sont concernés. L'assujettissement de ces éléments annexes dépend du type d'installations et de l'utilisation de l'électricité :

- Au sol, les éléments assimilables à de véritables constructions sont assujettis à la TFPB (socles en maçonnerie, locaux techniques, etc.). Il en va de même, lorsque l'électricité est vendue, du terrain d'assise de l'installation³⁵ ;
 - Seules les composantes assimilables à de « véritables constructions » telles que les systèmes de fixations de panneaux comportant des fondations ou autres éléments de maçonnerie sont concernées. En pratique, les professionnels du secteur optent majoritairement pour la solution des pieux battus qui ne sont pas assujettis à la TFPB.
 - Les locaux (postes électriques et autres constructions annexes) fixés au sol à perpétuelle demeure sont assujettis à la taxe. En revanche, les éléments techniques contenus dans ces constructions ne sont pas pris en compte (onduleurs, ...).
 - Le terrain d'assise d'une installation solaire peut être assujetti à la TFPB en tant que « terrains non cultivés employés à un usage commercial ou industriel »³⁶. Les installations destinées à la production d'électricité dans le but de la revendre, seront assujettis à une TFPB sur le terrain de l'installation. A l'inverse, dans le cadre d'une autoconsommation le terrain sera assujetti à la taxe foncière sur les propriétés non bâties.
- En toiture, l'installation de panneaux photovoltaïques n'a aucune incidence sur l'assujettissement ou le montant de la TFPB. Ainsi, pour les bâtiments appartenant au domaine public et les bâtiments agricoles, l'installation de panneaux solaires ne remet pas en cause leur exonération ;
- En ombrière, l'analyse se rapproche des installations au sol quant aux constructions annexes. En revanche pour le terrain d'assise, lorsque celui-ci était bâti antérieurement, la TFPB n'est pas modifiée. L'implantation d'ombrière sur terrains nus produit les mêmes effets que l'implantation au sol sur l'assujettissement à la TFPB.

3.5.3 La contribution économique territoriale

La contribution économique territoriale (CET) est venue succéder à l'ancienne taxe professionnelle au 1er janvier 2010 suite à la loi n° 2009-1673 du 30 décembre 2009 de finances pour 2010³⁷. Cet impôt se décompose en deux :

- La cotisation foncière des entreprises (CFE)
- La cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE)

³⁴CGI Art 1382-12°

³⁵Rép. Min. Ministre du Budget, publiée au JO le 29/01/2013 page : 1054 et CGI Article 1381-5° :
Le terrain d'assise d'une installation solaire peut être assujetti à la TFPB en tant que « terrains non cultivés employés à un usage commercial ou industriel »

³⁶Rép. Min. Ministre du Budget, publiée au JO le 29/01/2013 page : 1054 et CGI Article 1381-5°

Les régimes de la CFE et de la CVAE sont fixés aux articles 1447-0 et suivants du code général des impôts. Elles ne portent que sur les activités exercées en France à caractère habituel, professionnel et non salarié, recouvrant donc l'exploitation d'installations photovoltaïques sur le territoire.

La CET (CFE + CVAE) ne pourra dépasser 3% de la valeur ajoutée de l'entreprise.

Cotisation Foncière des Entreprises

Contrairement à d'autres activités, les activités de production d'électricité des collectivités et des exploitants agricoles ne sont pas exonérées de CFE.

La CFE porte uniquement sur les biens assujettis à la taxe foncière (TFPB et TFPNB). Elle se calcule sur la base de la Valeur Locative Cadastrale (VLC), avec un abattement de 30% car les installations photovoltaïques sont considérées comme des établissements industriels.

Sont exonérés de la CFE :

- Les particuliers propriétaires d'une installation de moins de 9 kWc
- Les particuliers en autoconsommation dont la vente de surplus n'excède pas significativement leur autoconsommation

Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE)

La CVAE est due pour les activités soumises à la CFE. Elle est corrélée au chiffre d'affaires du producteur³⁸. La loi de finances pour 2018 a réformé le calcul de la CVAE pour les entreprises appartenant à un groupe. Désormais, le chiffre d'affaires global de l'ensemble des sociétés membres d'un même groupe est pris en compte.

3.5.4 Taxe d'aménagement

Seuls les panneaux photovoltaïques implantés au sol et pour lesquels une autorisation d'urbanisme est nécessaire sont assujettis à une taxe d'aménagement qui est spécifique à ce type d'installation.

Pour mémoire, la taxe d'aménagement a été instituée le 1er mars 2012. Elle doit être versée à l'occasion de la construction, la reconstruction, l'agrandissement de bâtiments et aménagements de toute nature nécessitant une autorisation d'urbanisme. Elle est due par le bénéficiaire de l'autorisation d'urbanisme (voir 3.2), en une seule fois, à compter de la délivrance du permis de construire ou de la non opposition à déclaration préalable. Le taux de chaque collectivité est voté indépendamment, dans les limites imposées.

³⁷Loi n° 2009-1673 du 30 décembre 2009 de finances pour 2010, JO du 31 décembre 2009, p. 22856.

³⁸Article 1586 quinquies du CGI.

3.5.5 Bilan des retombées fiscales

La répartition des recettes fiscales entre collectivités et particulièrement au sein du bloc communal présente quelques spécificités. Dans le cadre des EPCI à fiscalité professionnelle unique (FPU), la commune où sont implantés les parcs photovoltaïques ne perçoit pas l'IFER. La répartition entre les communes et les EPCI peut être aménagée via un dispositif prévu par le CGCT, il s'agit de l'attribution de compensation. Dans les EPCI à FPU, en moyenne, l'attribution de compensation représente 14 % des recettes réelles de fonctionnement des communes et 24 % des dépenses réelles de fonctionnement de ces EPCI³⁹.

	Commune isolée	EPCI à FA ⁴⁰	EPCI à FPZ ⁴¹	EPCI à FPU ⁴²
IFER		50% Commune 50% Dép.		50% EPCI 50% Dép.
CFE	Commune	Commune EPCI	Dans la zone : idem FPU Hors zone : idem FA	EPCI
CVAE	26,5% Commune 23,5% Dép. 50% Région	26,5% partagés entre l'EPCI et la Commune 23,5% Dép. 50% Région	Dans la zone : Idem FPU Hors zone : Idem FA	26,5% EPCI 23,5% Dép. 50% Région
TFPB	Commune Dep.	Commune EPCI Département		

tabl 8. Distribution des taxes et versements aux collectivités

³⁹Guide pratique de l'attribution de compensation – DGCL, Février 2019

⁴⁰FA :EPCI à Fiscalité Additionnelle

⁴¹FPZ : EPCI à fiscalité propre de zone : il s'agit d'une fiscalité additionnelle sur le territoire de la collectivité sauf pour certaines zones (FPZ) qui bénéficie d'une fiscalité professionnelle particulière : taux de CFE, exonérations, etc

⁴²FPU : Dans les EPCI à Fiscalité Professionnelle Unique, c'est l'EPCI qui perçoit la fiscalité professionnelle avec des taux de fiscalité uniques pour tout le territoire.

Au-delà du montant de recettes fiscales perçu à l'échelle locale, l'utilisation de ces ressources peut donner tout son sens au projet. Ainsi, les recettes peuvent être orientées vers des projets en lien avec la transition énergétique ou plus largement vers des projets d'intérêt général. Une communication sur l'affectation de ces recettes peut donc renforcer l'appropriation du projet au niveau local. La « fiscalité ENR locale » doit donc être vue comme un vecteur de nouveaux projets en lien avec la transition énergétique, pouvant bénéficier à l'ensemble d'un bassin de vie.

Exemple de retombées fiscales et répartition

Parc au sol de 8 Mwc sur une commune d'une Communauté d'Agglomération

Taxes		En €	Montant par niveau de collectivités			
			Commune	CA	Département	Région
TFPB		8 060	4 442	137	3 480	0
CET	CVAE	5 943	0	1575	1 397	2 971
	CFE	4 315	0	4315	0	0
IFER		59 200	0	29 600	29 600	0
TOTAL Annuel (Hors TVA)		77 518	4442	35 627	34 478	2 971

3.6 Démantèlement et recyclage

Lorsque le propriétaire du foncier ou de la toiture est également propriétaire de la centrale photovoltaïque, c'est à lui de s'occuper du démantèlement et des coûts associés.

Dans le cadre d'une location de toiture ou de foncier, c'est le bail ou la convention d'occupation qui définit les conditions de démantèlement. Dans certains cas, l'installation peut être cédée au propriétaire du foncier, ainsi que la charge du démantèlement.

Lors d'un remplacement de centrale photovoltaïque (repowering), l'installateur peut se charger directement de retirer les anciens panneaux.

Depuis le décret du 19 août 2014, les entreprises établies en France vendant et important des panneaux photovoltaïques doivent financer et s'assurer du traitement des déchets. C'est la Responsabilité Élargie des Producteurs (REP) : ils sont solidairement responsables de la collecte et du traitement des équipements usagés, que ces derniers soient collectés en métropole ou dans les départements et régions d'outre-mer pour lesquels la réglementation s'applique.

Les producteurs peuvent remplir leurs obligations soit en créant des systèmes individuels approuvés par les pouvoirs publics pour les déchets issus de leurs propres équipements, soit en adhérant à un système collectif agréé par les pouvoirs publics. PV CYCLE France a été agréé en tant qu'éco-organisme par les pouvoirs publics depuis le 1er janvier 2015.

Cette filière de collecte et de recyclage des panneaux solaires photovoltaïques est financée au travers de l'éco-participation. Il s'agit d'une contribution environnementale visible s'appliquant à chaque module photovoltaïque neuf et permettant de financer et développer les opérations de collecte, de tri et de recyclage actuelles et futures (le montant de ces éco-participations diffère selon la typologie et le poids des modules).

C'est la raison pour laquelle la collecte des panneaux solaires photovoltaïques usagés est sans frais pour le détenteur qui, pour commander un enlèvement, doit tout d'abord considérer le nombre de modules à faire collecter :

- PV CYCLE France met à disposition des détenteurs de moins de 40 panneaux un réseau de près de 300 points d'apport volontaire, identifiables depuis son site internet
- Pour les plus gros volumes, les demandes d'enlèvements s'effectuent également depuis le site Internet de PV CYCLE France.

Arrivées en fin de contrat, les grandes installations photovoltaïques, malgré un rendement diminué peuvent continuer à fournir de l'électricité au réseau en contractualisant avec un agrégateur qui s'occupe de vendre l'électricité sur le marché.

Pour les plus petites installations, la question doit être abordée en amont de la fin de contrat, souhaite-t-on la revente sur le marché avec un agrégateur ou un fournisseur tiers, ou faire de l'autoconsommation individuelle ou collective, ou refaire une installation neuve ?

CHAPITRE 4

Stratégie et actions des collectivités



4.1 Rôle et implications des collectivités

A travers les programmations pluriannuelles de l'énergie, l'Etat fixe des objectifs chiffrés en termes de puissance photovoltaïque à installer. Cela étant, ces unités de production solaire s'implantent localement et de manière décentralisée. Ce sont donc les collectivités qui orientent et encadrent le développement de cette filière sur leur circonscription. Une telle démarche est synonyme d'atouts pour le territoire, le photovoltaïque offrant une opportunité pour contribuer au développement économique, environnemental et sociétal local.

Les collectivités ont ainsi la possibilité d'être de véritables moteurs de la transition énergétique notamment par le biais de leur implication dans des projets de production d'énergie renouvelable. Cette implication peut passer par la mise en œuvre des compétences facultatives qu'elles détiennent toutes dans ce domaine. En sus, elles ont nécessairement un rôle d'organisation et de gouvernance à jouer par le biais de la planification qui relève de leurs compétences obligatoires.

Afin de décider de leur implication dans les projets d'EnR, les collectivités doivent au préalable répondre à un certain nombre de questions :

- Quelle place donner aux EnR/réseaux ? Quel projet de territoire plus global envisager autour de ces projets ?
- Quel positionnement avoir en termes de gouvernance publique et citoyenne ?
- Quelles distribution et répartition des retombées entre collectivités, citoyens et tierces parties ?
- Quelle implication en termes de financement des projets et des risques afférents est souhaitée pour la collectivité ?
- Quelles sont les compétences internes et externes relatives au projet à porter ?

En fonction des réponses à ces questions, les collectivités seront en mesure de définir l'implication qu'elles souhaitent avoir dans les projets sur leur territoire. Schématiquement, elles ont la possibilité d'intervenir de cinq manières différentes :

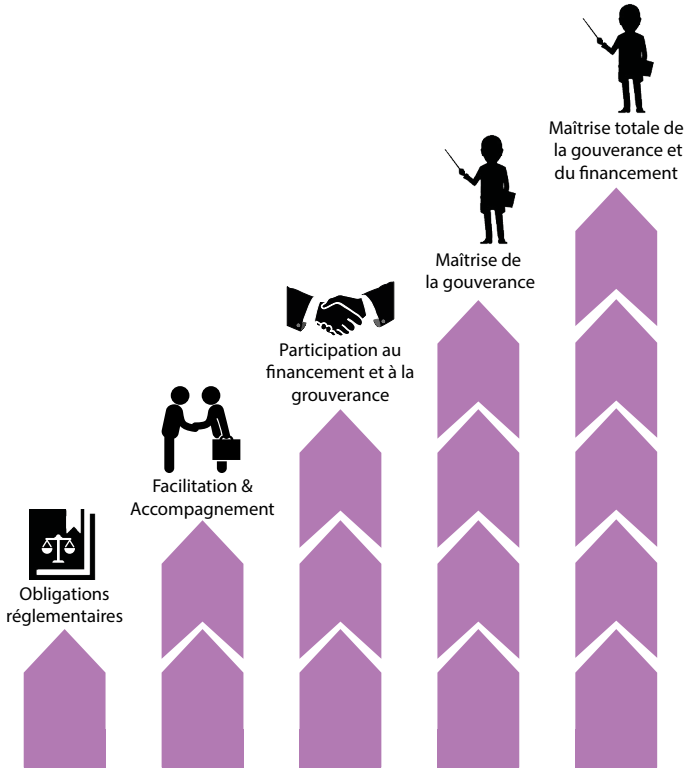


Fig 28. Les niveaux d'implication des collectivités (AMORCE, 2020)

1. Remplir leurs obligations réglementaires : délivrance des autorisations, élaboration des planifications.
2. Faciliter/accompagner : Élaboration d'une planification travaillée en faveur des EnR, communication, concertation, faciliter ou susciter les initiatives extérieures.
3. Participer : S'impliquer dans les montages financiers et juridiques. Cette participation est possible à différents stades des projets : implication dans le portage du projet et/ou directement au sein de l'opérateur du projet.
4. Maîtriser la gouvernance : Initier directement des projets sous sa responsabilité. Cette forme d'implication se matérialise également à différents stades : portage du projet seule et réalisation de montages consistant à déléguer la réalisation et la gestion (gestion déléguée ou régie externalisée).
5. Maîtrise totale : Initier directement des projets sous sa responsabilité et en assumer quotidiennement la gestion. A différents stades également : portage du projet seule et réalisation de montages intégrés (régie internalisée).

En fonction de la volonté des collectivités et de la réalité économique, technique et territoriale de chaque projet, elles opèreront des choix aux différents stades de la réflexion conduisant à la réalisation d'un montage juridique et financier. Bien entendu, l'action globale des collectivités pourra les conduire à cumuler les différents niveaux d'implication.

Lorsqu'elles ne retiennent que le respect des obligations réglementaires uniquement (niveau 1), les informations utiles sont contenues dans la section 3.2.

Planification et insertion du photovoltaïque dans un territoire (4.2 et 4.3)

A travers les documents de planification et d'urbanisme, les collectivités peuvent s'engager en affichant leur soutien à l'énergie photovoltaïque et en fixant des objectifs de développement. Les collectivités peuvent ainsi favoriser le photovoltaïque en levant des contraintes et en réservant des zones dédiées à l'implantation d'installations.

Démarches et actions des collectivités (4.4 et 4.5)

Ensuite, des démarches volontaires et engagées des collectivités peuvent conduire à une évolution rapide dans la mobilisation du territoire en faveur des énergies renouvelables et ouvrir le débat sur les économies d'énergies.

Pour aller plus loin, les collectivités ont la possibilité de monter des projets sur leur patrimoine bâti, et sur leur territoire avec des acteurs divers.

4.2 Planification énergétique régionale et locale

La planification énergétique territoriale vise à coordonner les actions locales sur différentes thématiques afin d'obtenir une vision et une stratégie d'ensemble de développement du territoire.

Les installations photovoltaïques étant majoritairement déployées sur les toitures et au sol (Chapitre 2), elles peuvent parfois induire des risques de conflits d'usages (biodiversité, urbanisation, agriculture), notamment concernant l'utilisation des sols qui est un enjeu fort.

L'inclusion du solaire photovoltaïque dans les différents documents de planification (SRADDET, S3REN, PCAET) et d'urbanisme (SCoT, PLU, PLUi) constitue un moyen à la disposition des collectivités pour, à leur niveau, fixer des objectifs, planifier, aménager, réglementer et faire émerger des projets photovoltaïques sur des terrains identifiés de leur territoire. Cela peut être fait de différentes façons et avec une force juridique variable.

4.2.1 SRADDET : Objectifs et règles transverses et prescriptifs

Les Schémas Régionaux d'Aménagement, du Développement Durable et de l'Égalité des Territoires (SRADDET), créés par la loi NOTRe⁴³, traitent notamment des thématiques de lutte contre le changement climatique, d'amélioration de la qualité de l'air mais aussi de l'habitat, de la protection et de la restauration de la biodiversité, le tout devant s'intégrer dans une démarche globale.

La loi précise que les régions, à l'exception de l'Île-de-France, des régions d'outre-mer et des collectivités à statut particulier exerçant les compétences d'une région doivent élaborer un SRADDET. L'échéance fixée pour l'élaboration et l'adoption du SRADDET était fixée en 2019. Dans les faits, les régions devaient l'avoir adopté d'ici mi 2020⁴⁴. Pour les régions non soumises à cette obligation, elles seront toujours couvertes par des Schémas Régionaux Climat Air Énergie (SRCAE).

Le SRADDET est un schéma intégrateur et transversal : il reprend les éléments essentiels des schémas régionaux sectoriels (SRCE, SRCAE, SRTI, SRI, PRPGD, etc.)⁴⁵.

Rappels des thématiques obligatoires :

- Équilibre et égalité des territoires
- Infrastructures d'intérêt régional
- Désenclavement des territoires ruraux
- Habitat
- Gestion économe de l'espace
- Intermodalité et développement des transports
- Maîtrise et valorisation de l'énergie
- Lutte contre le changement climatique
- Pollution de l'air
- Protection et restauration de la biodiversité
- Prévention et gestion des déchets

Le SRADDET est composé d'un rapport d'objectifs et d'un fascicule de règles et d'annexes (état des lieux, diagnostic, etc.). Un diagnostic solaire peut s'y trouver avec une évaluation du gisement de sites de friches industrielles ou de grandes toitures.

Les documents locaux d'urbanisme (SCoT, PCAET, PLU, etc.) devant suivre et être en accord avec les SRADDET, ils intègrent les éléments régionaux sur le photovoltaïque. En effet, le SRADDET leur est juridiquement opposable : tous les documents d'urbanisme locaux doivent prendre en compte ses objectifs et être compatibles avec ses règles générales.

⁴³Loi NOTRe (Nouvelle Organisation Territoriale de la République) n° 2015-991 du 7 août 2015

⁴⁴Ministère de la Cohésion des Territoires – mai 2019

⁴⁵SRCE : Schéma Régional de Cohérence Écologique, SRCAE : Schéma Régional Climat Air Énergie, SRTI : Schéma Régional des Infrastructures des Transports, SRI : Schéma Régional d'Intermodalité, PRPGD : Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets

Dans le rapport d'objectifs on trouve les cibles relatives au climat à l'air et à l'énergie portant sur :

- L'atténuation du changement climatique ;
- L'adaptation au changement climatique ;
- La lutte contre la pollution atmosphérique ;
- La maîtrise de la consommation d'énergie, tant primaire que finale, notamment par la rénovation énergétique ;
- Le développement des énergies renouvelables et des énergies de récupération, le cas échéant par zones géographiques

4.2.2 PCAET : les EPCI, coordinateurs de la transition énergétique

Créés par la loi de Transition énergétique pour la croissance verte (TECV) de 2015, les Plans Climat-Air-Énergie Territorial (PCAET), qui succèdent aux Plans Climat Énergie Territoriale issus des lois Grenelle, sont les dispositifs de référence de l'action du bloc communal. Les collectivités soumises à cette obligation sont les établissements publics de coopération (EPCI) à fiscalité propre (communauté de communes, communautés d'agglomération, communautés urbaines et métropoles) de plus de 20 000 habitants⁴⁶ ainsi que la Métropole de Lyon. Dans ce document, on retrouve un large éventail de domaines, dont les objectifs désormais chiffrés sont soumis à un rapport intermédiaire public au bout de trois ans avant une mise à jour tous les six ans.

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre
- Maîtrise de la consommation d'énergie
- Réduction des émissions de polluants atmosphériques et de leur concentration
- Développement coordonné des réseaux énergétiques
- Adaptation au changement climatique

Suite à un diagnostic du territoire sur ces sujets, le PCAET commence par un volet stratégique qui identifie les priorités que retiennent les collectivités et les objectifs qu'elles se donnent sur ces thématiques. Puis un plan d'actions est détaillé pour constituer l'outil opérationnel de coordination de la transition énergétique sur le territoire. Et le troisième volet est le dispositif de suivi et d'évaluation de la mise en place du plan d'actions, de la gouvernance et du pilotage adopté.

Ces objectifs doivent correspondre aux documents du SRADDET. En effet, les PCAET doivent être compatibles avec les SRADDET, i.e. qu'ils ne doivent pas faire obstacle à l'application des dispositions des schémas régionaux. On peut retrouver dans les objectifs de production d'énergies renouvelables des indications sur l'énergie photovoltaïque.

⁴⁶Article 229-26 du Code de l'environnement

4.2.3 Planification du raccordement des EnR - S3REnR

Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) définissent les conditions d'accueil des énergies renouvelables (EnR) sur le territoire. En effet, le réseau d'électricité en France fonctionne historiquement de manière centralisée autour des grands sites de production d'électricité. Avec l'augmentation des installations de production d'énergie renouvelable décentralisée, de nouveaux ouvrages et des renforcements d'ouvrages doivent être réalisés sur le réseau.

Les S3REnR tiennent compte de l'ambition régionale inscrite dans les SRADDET (ou SRCAE) en termes de production d'énergies renouvelables. Ce document est élaboré par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) avec les gestionnaires de réseaux de distribution, en concertation avec les acteurs locaux. Celui-ci est soumis à évaluation environnementale, et l'avis de l'autorité environnementale compétente. Une planification régionale des travaux de création et de renforcement des installations du réseau ainsi que les capacités d'accueil d'énergies renouvelables permettent d'évaluer les coûts prévisionnels de ces opérations. Pour les installations de puissance supérieure à 100 kVA, ces coûts sont ensuite mutualisés entre tous les producteurs d'énergies renouvelables qui viendront se raccorder sur le territoire, au moyen d'une quote-part identique pour chaque S3REnR. C'est le préfet de région qui valide le taux de la quote-part retenu dans le schéma.

Lors de l'élaboration des S3REnR, une consultation publique est réalisée et les collectivités ont l'occasion de donner leur avis sur la projection et les options proposées, notamment par rapport à leur objectif de développement d'EnR sur leur territoire.

Le site Caparéseau (<https://www.capareseau.fr>) présente tous les postes de raccordement haute tension A (HTA) et haute tension B (HTB)⁴⁷ de France, la puissance réservée pour les énergies renouvelables, la puissance des EnR raccordées, la puissance de projets EnR en développement et le coût de la quote-part. Les développeurs de projet photovoltaïque incluent cette donnée dans leurs critères de présélection.

⁴⁷Le domaine HTA concerne les installations électriques sous une tension comprise entre 1 000 et 50 000 volts en courant alternatif (AC). Le domaine HTB concerne les installations sous une tension supérieure à 50 000 volts.

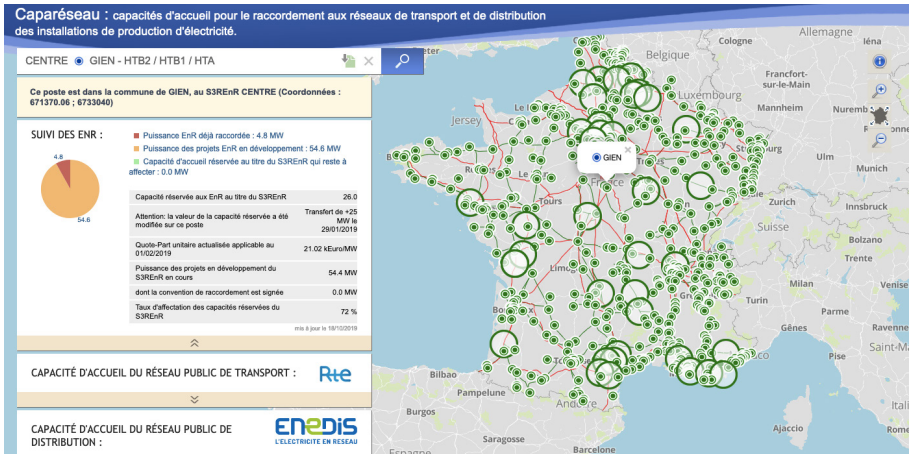


Fig 29. Capture du site capareseau.fr

4.3 Insertion dans l'urbanisme

Dans la continuité du travail des intercommunalités, les communes et leur groupement doivent décliner les objectifs du SRADDET et du PCAET dans un Schéma de Cohérence Territoriale (SCoT) ou un Plan Local d'Urbanisme (PLU). Les lois Grenelles ont promu le rôle de ces documents d'urbanisme notamment dans l'article L101-2 du code de l'urbanisme : « Dans le respect des objectifs du développement durable, l'action des collectivités publiques en matière d'urbanisme vise à atteindre les objectifs suivants : (...) 7^e- la lutte contre le changement climatique et l'adaptation à ce changement, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'économie des ressources fossiles, la maîtrise de l'énergie et la production énergétique à partir de sources renouvelables » De plus, au-delà des objectifs énergétiques, les règles d'aménagement et d'utilisation des sols sont intégrés dans l'ensemble des documents d'urbanisme.

4.3.1 Cas spécifique du photovoltaïque

Juridiquement, les installations photovoltaïques sont qualifiées d'ouvrages nécessaires à la production d'électricité à partir de l'énergie solaire ou de manière plus globale de procédé de production d'énergies renouvelables. Cette qualification peut être reprise par le plan local d'urbanisme (PLU) qui devra explicitement le citer dans son règlement de zone.

De plus, sous certaines conditions, le juge administratif a retenu la qualification « d'équipements collectifs publics »⁴⁸. En effet, classiquement, le juge estime que peut être qualifiée d'équipement collectif, «une installation assurant un service

⁴⁸Conseil d'État, 13 juillet 2012, req. n°343306, «Société EDP Renewables France».

d'intérêt général correspondant à un besoin collectif de la population»⁴⁹, ce besoin collectif pouvant être satisfait pour les installations photovoltaïques⁵⁰ du fait de « la production d'électricité vendue au public »⁵¹. La destination « d'équipement d'intérêt collectif »⁵² étant une des cinq destinations admises par le code de l'urbanisme, elle permet de faire bénéficier aux installations solaires des règles d'implantation favorables à cette destination.

En ce sens, le PLU ou le SCoT, identifie les secteurs propices à l'installation de systèmes de production d'électricité photovoltaïque et inclut cette dynamique dans la politique globale d'aménagement et d'urbanisme.

4.3.2 Énergie solaire et SCoT

Un Schéma de Cohérence Territoriale est un document de planification stratégique qui fixe à l'échelle d'un territoire, les grandes orientations d'aménagement et de développement pour les 10/20 ans à venir dans une perspective de développement durable. Il permet de proposer un diagnostic du territoire sur les thématiques énergie, tenant compte de ses caractéristiques. Le SCoT, par la relation de compatibilité, peut obliger les collectivités à s'interroger sur les thématiques énergie pour les décliner à l'échelle locale via leur PLU.

Le SCoT est une démarche intercommunale permettant de proposer une vision stratégique de développement des EnR pertinente vis-à-vis des territoires. En intégrant la thématique énergie au sein du SCoT, on oblige les auteurs des PLU ou PLUi à réfléchir sur ce sujet.



fig 30. Résumé et liste des documents constituant le SCoT - AMORCE 2019

⁴⁹Conseil d'État, 18 octobre 2016, req. n°275643, « SCI Les Tamaris ».

⁵⁰CAA Nantes, n°14NT00587 et CAA Bordeaux, n°14BX01130

⁵¹Conseil d'État, 13 juillet 2012, précit.

⁵²Article R. 151-27 du code de l'urbanisme.

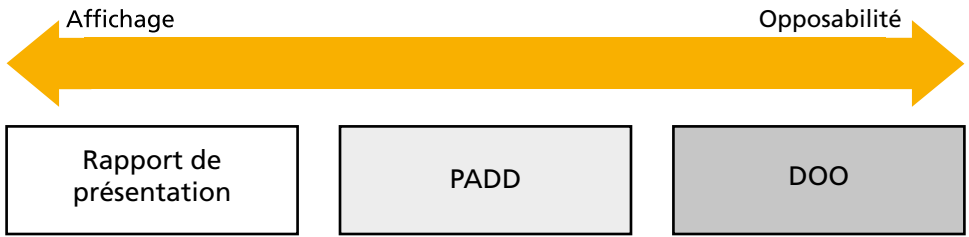


fig 31. Affichage et opposabilité des documents du SCoT

4.3.3 Énergie solaire et Plan Local d'Urbanisme

Le rapport de présentation (RP)	Explications des choix retenus pour établir le PADD, les OAP et le règlement en s'appuyant sur le diagnostic du territoire
Le projet d'aménagement et de développement durables (PADD)	Définit les orientations générales des politiques d'aménagement, d'urbanisme, d'habitat...
Les orientations d'aménagement et de programmation (OAP)	Dispositions portant sur l'aménagement, l'habitat... en cohérence avec le PADD.
Le règlement (écrit et graphique)	Fixe les règles générales et les servitudes d'utilisation des sols.
Annexes	Sont en annexe uniquement les documents listés à aux articles L. 151-43, R. 151-51, -52 et -53 du code de l'urbanisme

fig 32. Synthèse et rappel des documents composants le PLU - AMORCE 2019

Le PLU ou PLUi (intercommunal) est un des éléments clef pour l'accélération de l'implantation des installations solaires photovoltaïques sur le territoire. Au sein de chaque document constituant le PLU, le sujet du solaire peut y être inséré.

Généralités

Le PLU se compose de divers documents, dont le rapport de présentation, qui présente le diagnostic du territoire entre son passé, son présent et son futur. Puis le document Projet d'Aménagement et de Développement Durables (PADD) synthétise la stratégie du territoire pour arriver au territoire projeté dans le rapport de présentation. Pour détailler et orienter l'aménagement des zones, le document sur les Orientations d'Aménagement et de Programmation (OAP) porte sur les dispositions découlant du PADD. Enfin, le règlement fixe les règles précises d'application des documents précédents.

Les différents éléments constituant un PLU détaillent la politique d'aménagement et d'urbanisme, et peuvent encadrer et simplifier le développement de l'énergie solaire sur le territoire. Lorsque les collectivités abordent le sujet du photovoltaïque, elles doivent prendre garde à ce que les mesures prises soient compatibles avec les travaux et objectifs des autres documents tels le SCoT ou le PCAET en local. Dans certains cas, le PLU/PLUi est rédigé en amont ou en parallèle d'un PCAET : il est alors intéressant de mutualiser certains sujets dans les démarches, afin d'assurer un jeu de documents cohérent.

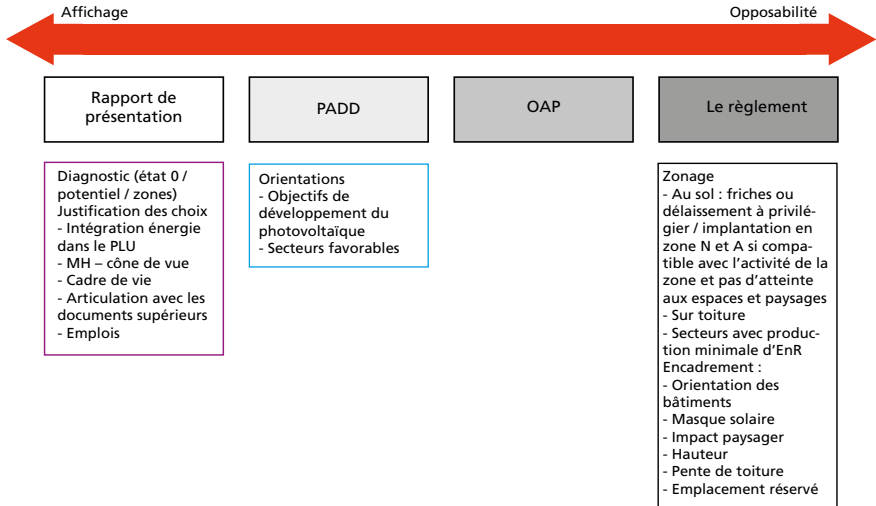


fig 33. Exemples d'insertion du photovoltaïque dans les documents du PLU - AMORCE 2019

Insertion du photovoltaïque dans le PLU(i)

Dans le rapport de présentation, une évaluation du potentiel solaire du territoire peut être incluse. Cette étude permet d'identifier les meilleurs sites et de favoriser l'émergence de projets photovoltaïques sur ces zones compatibles avec les objectifs du territoire et les enjeux de son environnement, parmi les toitures et les surfaces au sol. Ce document n'étant pas juridiquement opposable, il constitue néanmoins un élément d'information pour les porteurs de projets.

Le PADD peut indiquer les orientations visant à développement du solaire sur le territoire.

Les OAP peuvent inclure une anticipation du

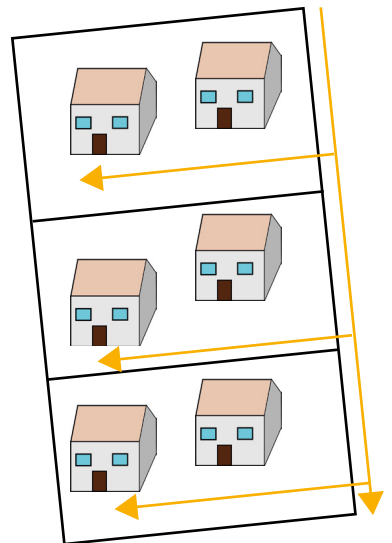


fig 34. Exemple d'orientation d'aménagement : favoriser les orientations Nord Sud

développement des projets photovoltaïques sur toiture en favorisant d'une part les orientations Nord Sud⁵³ avec des angles de toitures de 0° à 30°, par exemple. Les collectivités peuvent également définir des distances minimales entre les bâtiments et les hauteurs environnantes pour éviter des ombres portées trop importantes sur les sites et permettre ainsi d'optimiser leur potentiel solaire. Pour aller plus loin, le document peut inclure un périmètre d'ombres fictives. Enfin, lors de la création d'une zone d'aménagement, la création de routes d'axe Nord/Sud ou d'Est/Ouest favorise l'exposition des toitures plein sud. Ces éléments peuvent également intégrer un OAP thématique (exemple : OAP Air Energie Climat de Nantes Métropole).

Dans le règlement, de nombreuses collectivités ont pris les devants pour simplifier et définir des règles favorisant l'implantation d'installations photovoltaïques. On peut par exemple y préciser que les limitations de hauteur ne s'appliquent pas aux décrochages produits au niveau des toitures par les installations photovoltaïques, ou parfois autoriser un dépassement des règles de gabarit pour les bâtiments exemplaires sur un plan énergétique. En accord avec les OAP, l'encadrement des orientations et des angles d'inclinaison des toitures peut être ajouté aux règles.

Exemples :

- Création d'un découpage favorisant les toitures orientées Nord/Sud
- Limitation des vis-à-vis des toitures Sud
- Imposer une durée minimale d'ensoleillement journalière
- Retirer les installations solaires de la hauteur des constructions.

Zonage

Globalement, le droit de l'urbanisme prévoit quatre grands types de zone⁵⁴

Zone U	Zone Urbaine	Secteurs déjà urbanisés et les secteurs où les équipements publics existants ou en cours de réalisation disposent d'une capacité suffisante pour desservir de nouvelles constructions.
Zone AU	Zone à Urbaniser	Secteurs destinés à l'urbanisation.
Zone A	Zone Agricole	Secteurs à protéger en raison du potentiel agronomique, biologique ou économiques des terres

La suite du tableau à la page suivante ►►

⁵³Attention : L'installation photovoltaïque peut très bien être faite sur des bâtiments orientés Est-Ouest, et dans le cadre de l'autoconsommation, cette orientation permet de lisser la production, mais cette installation peut produire moins que s'il y avait une orientation Nord-Sud.

⁵⁴Article L.151-9 et R. 151-17 du code de l'urbanisme

Zone N	Zone Naturelle et forestière	Secteurs à protéger soit en raison de la qualité du secteur (esthétique, historique ou écologique), de l'existence d'une exploitation forestière, de la qualité d'espace naturel, de la nécessité de protéger ou restaurer les ressources naturelles ou de la nécessité de prévenir les risques
---------------	------------------------------	---

Dans chacune de ces zones, la réglementation et la jurisprudence indique des compatibilités et des impossibilités pour l'implantation de projets solaires sur le territoire selon le type (parc au sol ou en toiture).

Dans les cas des zones A ou N, les projets PV au sol sont envisageables avec une vigilance forte portée sur l'incompatibilité possible d'une part, à l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière du terrain concerné et d'autre part, à l'atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages.

Zone	PV
Zone U	Zone favorable pour l'implantation de PV sur toiture (zone à destination d'habitation / zone secteur industriel / zone commerciale) Zone favorable pour PV au sol (friches...)
Zone AU	Zone favorable pour l'implantation de PV sur toiture (zone à destination d'habitation / zone secteur industriel / zone commerciale)
Zone A	<p>En cas de revente majoritaire de l'énergie au réseau : Peut être considéré comme un équipement d'intérêt collectif et donc autorisé sauf incompatibilité avec activité agricole (CAA Nantes, n°14NT00587 et CAA Bordeaux, n°14BX01130). Reste très compliqué au sol en cas d'emprise importante. Sur bâti : plus facile sauf bâtiment « alibi » (se rapprocher des chambres d'agriculture)</p> <p>Sans revente majoritaire : La justification est la nécessité à l'exploitation agricole : cette notion a été assouplie par le Conseil d'Etat (12 juillet 2019 n°42254) > l'installation ne remet pas en cause la destination agricole avérée de la serre ou bâtiment. Reste très compliqué au sol en cas d'emprise importante Sur bâti plus facile sauf bâtiment « alibi » (se rapprocher des chambres d'agriculture)</p>

La suite du tableau à la page suivante ►►

Zone N	En cas de revente majoritaire de l'énergie au réseau :
	Peut être considéré comme un équipement d'intérêt collectif et donc autorisé sauf atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages (CAA Nantes, n°14NT00587 et CAA Bordeaux, n°14BX01130)
	Reste très compliqué au sol en cas d'emprise importante et de défrichement
	Sur bâti plus facile mais uniquement sur des bâtiments existants ou nécessaire à l'exploitation
	Sans revente majoritaire :
	A priori impossible au sol. Possible sur bâti mais uniquement sur existant.

fig 35. Zones PLU et photovoltaïque

Le règlement des zones N peut indiquer favoriser le développement des EnR sur des zones parfois identifiées en N-EnR ou en N-PV.

Parc au sol en zone N ou A

La circulaire du 18 décembre 2009 indique que « les projets de centrales solaires n'ont pas vocation à être installés en zones agricoles, notamment cultivées ou utilisées pour des troupeaux d'élevage ».

Les parcs photovoltaïques au sol sont principalement des parcs de taille importante bénéficiant d'un complément de rémunération accessible uniquement par appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie (puissance > 100 kWc, voir 1.2.1 et Annexe). Dans les vagues d'appels d'offres en cours, dit CRE « sol », les zones d'implantation éligibles sont limitées aux zones U, AU ou aux zones dites N-ENR ou N-PV, qui sont hors zone humide et n'ayant pas fait l'objet d'un défrichement durant les cinq dernières années.

Même s'il est possible, pour bénéficier des dispositifs de soutien, de réaliser ces installations selon les conditions énoncées précédemment, il apparaît nécessaire de modifier le zonage des parcelles concernées. Le plus souvent, ce sont des parcelles classées en N ou A qu'il va falloir faire évoluer vers un classement N-EnR ou N-PV. La modification du zonage d'un PLU consistant à réduire une zone A ou N peut être effectuée de deux manières :

- Soit par une procédure de mise en compatibilité du PLU avec le projet. Cette mise en compatibilité implique deux procédures parallèles avec enquête publique : la déclaration d'utilité publique du projet (L300-6 C.Urb) et la mise en compatibilité du PLU avec le projet. Dans ce cas, l'enquête publique peut être mutualisée. Le PLU n'est modifié que pour permettre ce projet.

- Soit une procédure classique de révision du PLU (cf L.123-13 C.Urb). Cette procédure permet de ne pas se contenter de la modification sur la parcelle visée mais peut inclure une réflexion globale sur l'intégration des EnR au PLU. S'agissant de réduire une zone N ou A, la modification n'est possible que par la procédure la plus contraignante : la révision.

Dans les deux cas, la Commission Départementale de Préservation des Espaces Naturels, Agricoles et Forestiers émettra un avis sur les modifications dès lors qu'elles portent sur la réduction d'un espace agricole ou naturel.

Les sujets intégrables dans le règlement

Sujet	Axe de réflexion
Implantation des constructions	Maximiser les surfaces de toitures orientées SUD Flexibiliser les règles d'alignement pour faciliter l'orientation Nord/Sud
Hauteur des constructions	Faciliter l'installation de panneaux solaires en ne tenant pas compte de ces systèmes dans le calcul de la hauteur dans une certaine limite
Aspect extérieur des constructions	Flexibiliser les pentes de toitures pour favoriser le rendement des installations solaires
Obligations imposées aux constructions, travaux, installations et aménagements, en matière de performance énergétiques et environnementales	Définir un seuil de production d'énergie renouvelable pour certaines nouvelles constructions
Occupations et utilisations des sols	Définir des secteurs avec des performances énergétiques et environnementales renforcées
Obligations imposées en matière d'espace public et de plantation	Définir des conditions d'implantation et de type de plantation ne créant pas de masque solaire sur les toitures susceptibles de recevoir une installation solaire

Dans les dernières mises à jour de PLUi, des collectivités ont commencé à imposer un seuil minimum de production d'énergie renouvelable pour les bâtiments neufs

en kWh/m². Cette possibilité a été introduite par l'ordonnance du 23 septembre 2015 (C.Urb Art. L.151-21). Des possibilités de dérogations peuvent être incluses pour des utilisations spécifiques (toiture végétalisée, parties communes, jardins partagés).

Exemples :

Grenoble Alpes Métropole

- Pour les constructions nouvelles de plus de 1 000 m² de surface plancher, soumises à la Règlementation Thermique ou la future Règlementation Environnementale, une production d'énergie renouvelable obligatoire est imposée dans le règlement, de 20 kWh/m² d'emprise au sol, allant jusque 40 kWh/m² pour les bureaux. Cela représente 10 à 20 % de surface de la toiture.
- Dans le cadre des nouveaux parkings aériens de plus de 1 000 m², une production d'énergie renouvelable est imposée de 50 kWh/m². Cela représente une surface d'ombrières de près d'un tiers de la surface.

Rennes Métropole

- Les parcs de production photovoltaïque sont autorisés dans les zones N uniquement sur les espaces délaissés, friches, anciennes carrières ou sites d'enfouissement des déchets⁵⁵.

Obligation de couverture sur les nouvelles installations commerciales de plus de 1000 m²

Pour toutes les nouvelles constructions de plus de 1 000 m² d'emprise au sol soumises à une autorisation d'exploitation commerciale, la loi Energie Climat du 8 novembre 2019 a introduit l'obligation de couvrir au moins 30 % de la toiture avec une installation solaire photovoltaïque. De la même manière, les nouvelles ombrières de parking doivent présenter un taux de couverture solaire de plus de 30%.

Les documents d'urbanisme peuvent limiter cette obligation ou ajouter des dérogations uniquement pour des motifs d'augmentation de risque ou de difficulté technique ou économique insurmontable.

⁵⁵PLU Rennes, Tome V p.84

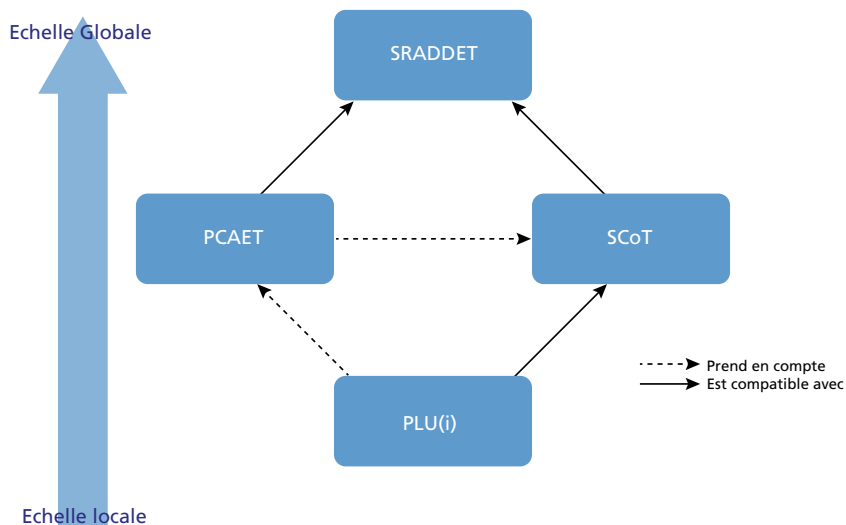


fig 36. Relation entre les documents d'urbanisme et les documents de planification énergétique

4.4 Agir sur le patrimoine des collectivités

Créer un projet sur son patrimoine est un moyen de valoriser les bâtiments des collectivités en augmentant l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation, et peut être une source de revenus ou une réduction de dépenses dans le cadre d'une opération d'autoconsommation.

La réalisation d'un audit énergétique du patrimoine des collectivités peut amener à réfléchir aux trois axes de la transition énergétique : la sobriété, l'efficacité et la production d'énergies renouvelables⁵⁶. L'évaluation technique et financière des potentiels de toitures photovoltaïques, parcs au sol sur friches industrielles ou sites dégradés est la première étape pour développer le photovoltaïque.

4.4.1 Gestion optimisée du patrimoine des collectivités

Les réglementations en matière de rénovation énergétique des bâtiments et de constructions neuves s'orientent de plus en plus vers le recours aux énergies renouvelables dans les bâtiments. Dans le cadre de la mise en place d'une stratégie de transition énergétique, la réflexion sur la production d'énergies renouvelables doit également être couplée à des démarches de sobriété énergétique et d'efficacité, à la fois sur les logements et sur les bâtiments tertiaires publics et privés. En effet, le secteur du résidentiel et du tertiaire représente 46% de la consommation énergétique française en 2017⁵⁷.

⁵⁶© Association négaWatt - www.negawatt.org

⁵⁷Chiffres clés de l'énergie 2019, Commissariat général au développement durable

Baisser les consommations, premier pas vers la transition énergétique des territoires

Une réflexion sur la production d'énergies renouvelables sur un bâtiment doit s'accompagner de démarches de sobriété. Les collectivités peuvent favoriser la sobriété énergétique sur leurs bâtiments et entamer une démarche de Maîtrise de Demande Énergétique (MDE) afin de réduire leurs consommations énergétiques. L'éclairage représentant le deuxième poste de consommation des collectivités⁵⁸, sa régulation peut être l'un des premiers leviers. Ainsi, l'arrêté du 27 décembre 2018 sur les nuisances lumineuses encadre déjà l'éclairage des bâtiments publics et tout éclairage de « style », pour une extinction avant 1h du matin. Les maires ont notamment une mission sur les nuisances lumineuses encadrée par l'arrêté susmentionné.

Les collectivités peuvent ainsi avoir une réflexion sur la gestion et l'utilisation de leurs locaux, la mutualisation des espaces et leur consommation. En effet, une part importante des fortes consommations énergétiques peut relever d'un manque d'optimisation dans la gestion des bâtiments. En analysant les profils de consommation électrique des bâtiments grâce notamment au compteur Linky, il est possible d'évaluer les comportements ou les appareils les plus énergivores et considérer de nouvelles pratiques. Ce type d'action ne nécessite aucun investissement de travaux, mais seulement des moyens humains dédiés au suivi et au pilotage des consommations.

La rénovation énergétique des bâtiments, levier pour installer du photovoltaïque

Dans le cadre de travaux de rénovation énergétique, les collectivités peuvent également avoir une réflexion sur la mise en place de production d'énergies renouvelables. Associer une logique de performance énergétique et des objectifs de développement des énergies renouvelables permet de valoriser les gisements d'économies d'énergie.

Le décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire, dit "décret tertiaire" vient imposer de nouvelles exigences de performance énergétique. Il impose pour les bâtiments à usage tertiaire d'une superficie de 1 000 m² et plus, une obligation de réduction des consommations énergétiques de 40% en 2030, de 50% en 2040 et de 60% en 2050 par rapport à 2010. Les objectifs de réduction des consommations énergétiques sont déterminés de deux manières :

- en se basant sur un niveau de consommation de référence initiale, et ajusté en fonction des variations climatiques ;
- en déterminant un niveau de consommation énergétique en valeur absolue en fonction du niveau de consommation observé dans les bâtiments neufs de même type, et sur la base d'indicateurs d'intensité d'usage de référence pour chaque catégorie d'activité.

⁵⁸ADEME, IN NUMERI, 2019. Dépenses énergétiques des collectivités locales

Le décret prévoit qu'il est possible d'atteindre ces objectifs par un ensemble d'actions comme l'installation d'équipements plus performants, l'adaptation des usages et des comportements.

Lors de la rénovation d'une toiture ou d'une toiture-terrasse, il est important de porter une réflexion sur l'implantation d'une centrale photovoltaïque. L'intégration des panneaux étant lié au type de couverture et d'isolation, de mauvais choix peuvent rendre la toiture inexploitable pour toute la durée de vie de la nouvelle couverture. De plus, une forte mutualisation de contrainte logistique et des coûts de travaux sont possibles (échafaudage, etc.).

Obligation de production d'énergies renouvelables dans les nouvelles constructions

La réglementation thermique 2012 (RT2012) entrée en vigueur depuis le 1er janvier 2013, impose un plafond de consommation d'énergie fixé à 50 kWhEP/(m².an) en moyenne. Elle indique également plusieurs obligations de moyens dont celle de recourir aux énergies renouvelables. Cette exigence s'applique uniquement aux maisons individuelles. Le constructeur a plusieurs choix entre les énergies, parmi lesquelles la production d'eau chaude sanitaire avec des panneaux solaires d'une surface au moins égale à 2 m² ⁵⁹. Pour les bâtiments autres que ceux destinés au logement, le recours aux énergies renouvelables n'est pas requis mais est recommandé⁶⁰.

La réglementation environnementale 2020, qui va venir remplacer la RT2012 pour les bâtiments neufs, prévoit également de renforcer les exigences de performances énergétiques et de recours aux énergies renouvelables dont le solaire.

En outre, dans le cadre d'une opération d'aménagement, les collectivités peuvent favoriser la production d'énergie renouvelable locale.

4.4.2 Montage de projet et contractualisation

Depuis l'article 88 de la Loi Grenelle II, les collectivités peuvent exploiter une installation de production d'électricité photovoltaïque sur les bâtiments dont elles sont propriétaires. Plusieurs schémas peuvent être imaginés. Les collectivités peuvent monter leur propre projet ou elles peuvent mettre à disposition de porteurs de projets extérieurs leur patrimoine via un appel à manifestation d'intérêt ou un avis de publicité suite à une sollicitation d'un privé.

⁵⁹Article 16, arrêté du 26 octobre 2010 relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences de performance énergétique des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments

⁶⁰Article 31 à 45, arrêté du 26 octobre 2010.

Monter un projet		Détails
J'investis / j'exploite	Régie internalisée	4.5
J'investis / je n'exploite pas	Régie externalisée	
J'investis / je n'exploite pas	Affermage	
Je n'investis pas / je n'exploite pas	Concession	

Mettre à disposition		Détails
Durée courte / pas de droits réels	AOT / COT classiques	Focus ci-dessous
Durée moyenne / droits réels	AOT / COT droits réels	
Durée longue / droits réels	BE / BEA	

Focus - Mise à disposition et contractualisation

Il existe tout un panel de contractualisations permettant d'octroyer à un opérateur le droit d'occuper une parcelle ou une toiture du patrimoine des collectivités pour la réalisation de projets photovoltaïques : sur le domaine public de la collectivité, une Autorisation ou Convention d'Occupation Temporaire⁶¹ (AOT/COT) ou un Bail Emphytéotique Administratif⁶² (BEA) ; sur le domaine privé peut être conclu également un Bail Emphytéotique (BE).

Les collectivités peuvent être sollicitées par un porteur de projets pour utiliser son patrimoine, mais elles peuvent également organiser au préalable un AMI/AAP.



La mise à disposition du domaine public lorsqu'elle a pour objectif l'exploitation économique du domaine doit faire l'objet d'une procédure de publicité et de mise en concurrence, sauf exceptions⁶³. Cette procédure doit présenter «toutes les garanties d'impartialité et de transparence», et comporter «des mesures de publicité permettant

⁶¹CGCT art. L. 1311-2

⁶²CGCT art. L. 1311-5

⁶³Article L.2122-1-1 du CGPPP

aux candidats potentiels de se manifester. » L'incertitude demeure, en l'absence de jurisprudence établie, sur la nécessité de recourir à une telle procédure sur le domaine privé des collectivités. Il peut être conseillé, dans certains cas, de procéder également à une procédure de sélection préalable en cas de mise à disposition du domaine privé.



La mise à disposition de son domaine public ne doit pas s'apparenter à un contrat de la commande publique au risque d'être requalifié. L'occupation ne doit pas répondre à un besoin de la personne publique. Ainsi dans toutes les contractualisations présentées ci-dessous, les collectivités doivent rester très limitées dans les prescriptions qu'elles imposent à leur cocontractant. Les contractualisations ne peuvent être utilisées lorsqu'une part de l'électricité est destinée à la consommation des collectivités.

Concernant le domaine privé des collectivités, même si l'ordonnance n°2017-562 relative à la propriété des personnes publiques indique la nécessité de la procédure de publicité uniquement sur le domaine public des collectivités, une réponse ministérielle du 29 janvier 2019 indique que cette règle doit être appliquée également sur leur domaine privé.



Contractualisation des collectivités sur leur territoire : si les collectivités peuvent conclure des contrats domaniaux sur des parcelles dont elles sont propriétaires, rien ne les empêche juridiquement de bénéficier de promesses de baux ou directement de baux de la part de propriétaires fonciers et de conclure sur ces biens des contrats domaniaux de «sous-location».

Dans le cadre d'une mise à disposition, la relation entre un propriétaire privé et l'exploitant est souvent contractualisée par un bail emphytéotique allant de 20 à 30 ans, avec des conditions de fin de bail variables (remise en état de la toiture, cession de l'installation solaire au propriétaire).

Bail Emphytéotique (BE) – domaine privé

Un bail emphytéotique peut être signé sur le domaine privé des collectivités. Il s'agit d'un contrat de bail d'une durée de 18 à 99 ans, par lequel une personne publique ou privée octroie un droit réel à une personne publique ou privée sur la chose relevant du domaine privé donnée à un bail. Dans ce cas, l'occupant paie un loyer.

Bail Emphytéotique Administratif (BEA)

La production d'électricité à partir d'une installation photovoltaïque relève d'une mission d'intérêt général. Ainsi, un bail emphytéotique administratif peut être conclu entre les collectivités et un potentiel exploitant sur un bien dépendant de leur domaine public. Il s'agit d'un contrat de bail, d'une durée de 18 à 99 ans, par lequel les collectivités territoriales octroient un droit réel à une personne publique ou privée sur leurs biens immobiliers relevant du domaine public en vue de l'accomplissement

pour leur compte d'une mission de service public ou d'une opération d'intérêt général relevant de leur compétence⁶⁴. L'occupant paie une redevance d'occupation à la personne publique propriétaire composée d'une part fixe calculée en fonction de la valeur locative du domaine et d'une part variable calculée en fonction de l'avantage retiré de l'occupation (chiffre d'affaire le plus souvent).

Autorisation d'occupation temporaire (AOT) et Convention d'Occupation Temporaire (COT)

Ces types de contractualisation sont nécessairement plus précaires que les précédentes. La durée doit être limitée et par principe ne pas aller au-delà de la durée d'amortissement des ouvrages construits. Elle n'octroie pas de droit réel sur le bien ; dès lors il n'est pas possible comme pour les contractualisations précédentes de garantir ses emprunts par le nantissement du contrat.

Toutefois, une convention d'occupation peut être conclue en octroyant des droits réels au preneur. Dans ce cas, les conditions de recours sont similaires à celles du BEA. La durée de la convention pourra être plus longue dans ce deuxième cas sans toutefois dépasser 70 ans.

L'utilisateur devra verser une redevance composée d'une part fixe et d'une part variable qui peut être proportionnelle au chiffre d'affaire de la vente d'électricité.

Prix et loyer

Les prix de location de toiture pour une installation photovoltaïque sont variables et liés au potentiel de la toiture et à sa taille. On parle actuellement de quelques €/m²/an. Dans son dernier rapport, la CRE évalue les frais de location pour les projets de 10 kWc à 10 MWc, à environ 4€/kWc, soit de 400 €/an pour une installation de 100 kWc.

Exemples⁶⁵ :

- Toiture de 900 m², 100 kWc – 18 400€ de loyer sur 20 ans
- Toiture de 850 m², 100 kWc – 13 000 € de loyer sur 20 ans
- Toiture de 2 200 m², 250 kWc – 80 000€ de participation aux frais de rénovation

4.5 Accompagnement et participation au développement de projets sur le territoire

Pour accompagner les projets, les collectivités peuvent faciliter l'accès à l'information sur les potentiels, les procédures et organiser des événements thématiques.

A l'occasion de projets photovoltaïques, les collectivités sont identifiées sur différentes missions comme le soutien politique, l'appui logistique, la mise à disposition d'équipement, voire la participation à l'investissement ou au financement.

⁶⁴CGCT art. L. 1311-2

⁶⁵Source : "locationtoiture.fr"

4.5.1 Démarches volontaires et accompagnement du développement

Élaboration d'un cadastre solaire

Depuis 2011, certaines collectivités françaises ont commencé à lancer des études de potentiel solaire à grande échelle pour mettre à disposition des cartes de potentiels toiture par toiture. On peut noter parmi les premiers cadastres réalisés, ceux de Paris, Lyon Métropole, Annecy, Brest, Bordeaux, Nantes, St Etienne, CA Roannais, CA Loire-Foréz, etc. Un cadastre solaire consiste en une carte interactive présentant le potentiel de chaque toiture en kWh/m²/an, selon son orientation, son inclinaison et sa position géographique (incluant la prise en compte des masques solaires proches et lointains). Chaque utilisateur peut évaluer le potentiel de sa toiture en dessinant la surface qu'il souhaite considérer.

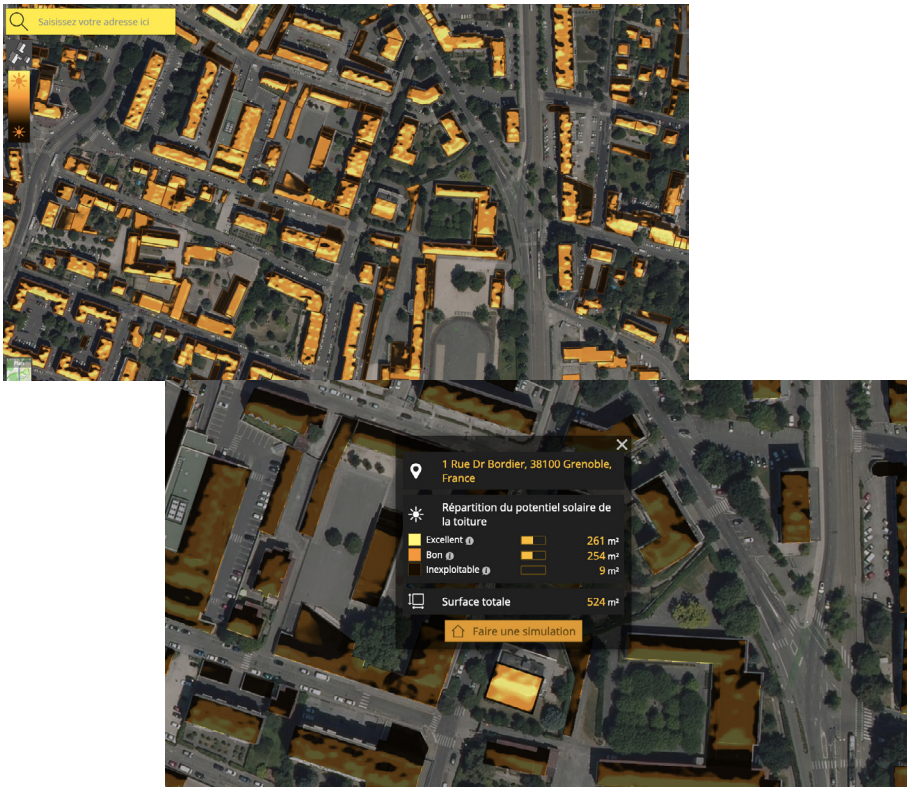


fig 37. Exemple de Metrosoleil-Grenoble
<https://grenoble-metropole.cadastre-solaire.fr/>

Le cadastre de Grenoble-Alpes Métropole, accessible gratuitement en ligne, permet de simuler le potentiel solaire de chaque toiture du territoire. Il est ainsi utile à l'ensemble des acteurs : particuliers, communes, associations, acteurs industriels, etc.

La figure 37 présente un extrait de la carte du potentiel solaire de toitures de la métropole. A droite, la légende affiche l'estimation des surfaces à fort et moyen potentiel et fournit. L'utilisateur peut ensuite simuler son projet et identifier l'option la plus intéressante selon les critères de son choix : produire de l'électricité ou se chauffer ? Vendre ou autoconsommer ? Ainsi cette simulation permet une première estimation de la production solaire et de ses paramètres économiques et techniques (coût, quantité de panneaux, puissance crête, temps de retour optimisé...). L'utilisateur peut ajuster les paramètres à son projet, et ainsi observer l'impact sur la rentabilité en coût global (voir Figure 38).



fig 38. Simulation de la production d'une toiture sur l'outil Métrosoleil de la Métropole de Grenoble

Une fois le productible estimé, la plateforme propose de contacter l'Agence Locale de l'Energie et du Climat (ALEC), afin d'être conseillé gratuitement dans la démarche, ou d'être contacté directement par des installateurs certifiés par la Métropole. Ainsi la Métropole favorise les retombées économiques locales et les bonnes pratiques en présentant des installateurs respectant une liste d'engagements.

Soutien politique et débat public

Lors du développement de projets, les collectivités peuvent afficher clairement leur soutien politique en usant des outils de communication à leur disposition, en organisant des ateliers/débats à des fins d'information, de sensibilisation et d'amorçage de discussion sur d'autres enjeux de la transition énergétique et écologique. En travaillant de pair avec les porteurs de projets, les collectivités peuvent augmenter l'acceptabilité des projets et en favoriser l'essaimage.

Exemple :

- Nantes Métropole a lancé un grand débat sur la transition énergétique : ces échanges entre tous les acteurs du territoire (citoyens, associations, entreprises, établissements privés et publics...) ont mené à une feuille de route sur la stratégie énergétique définissant 15 ambitions et 33 engagements. L'ambition 4 vise à utiliser tout le potentiel des toitures pour « produire de l'énergie renouvelable, pour cultiver, pour planter, pour rafraîchir... ». L'engagement 12 comprend la mise en place d'une enveloppe budgétaire d'un million d'euro annuel consacré au développement de centrales photovoltaïques sur le patrimoine public de la collectivité.

Projets citoyens

Les débats publics sont parfois l'occasion de proposer aux citoyens de créer un collectif pour développer d'autres projets sur le territoire. De plus en plus de structures de ce type voient le jour en France, avec le cas échéant des animateurs locaux comme Energie Partagée qui accompagnent ces démarches citoyennes. Ces collectifs citoyens peuvent être amenés à monter des projets sur les toitures des bâtiments publics, sur celles d'industriels locaux, mais aussi sur leurs propres toitures avec un investissement collectif et des retombées locales collectives. Energie Partagée recense actuellement près de 260 projets de production d'énergie renouvelable citoyennes ; la carte des projets est consultable sur leur site internet⁶⁶.

Lorsqu'un projet est porté par un collectif citoyen, les collectivités peuvent mettre à disposition des locaux pour les réunions et autres manifestations de mobilisation et participation au développement. Elle peut également proposer un soutien technique à travers la disponibilité d'un employé des collectivités pour répondre aux questions des citoyens et des collectifs. Toutefois, il ne s'agit pas de mettre un agent à disposition du porteur de projet au sens du droit de la fonction publique. Les agents mobilisés effectuent leur mission organisée exclusivement par la collectivité, sous le contrôle hiérarchique de celle-ci.

Les collectivités peuvent également mettre des toits à disposition des collectifs pour les aider à amorcer leur démarche. En effet, l'une des grandes difficultés pour un collectif citoyen est de trouver les premières toitures pour implanter des installations.



D'après une étude de CoopaWatt (initiateur et accompagnateur de création de coopératives locales et citoyennes) sur une Mesure d'Impact Social auprès des coopératives citoyennes, près de 53 % des personnes impliquées dans un collectif citoyen trouvent qu'avec cette initiative, un lien s'est créé entre les citoyens et les collectivités. D'ailleurs plus de 70 % des citoyens interrogés voient les collectivités comme un acteur clé dans les initiatives citoyennes.

⁶⁶<https://energie-partagee.org/energie-citoyenne/tous-les-projets/>

Aides financières

Afin de susciter des initiatives locales, les collectivités (régions, départements, EPCI, communes) peuvent accorder des subventions aux porteurs de projets ou fournir des garanties d'emprunt à ceux-ci.

Les aides financières apportées aux particuliers souhaitant installer des panneaux photovoltaïques peuvent porter sur la réalisation d'études, l'équipement en matériel, etc. Les sites internet des régions et départements indiquent les conditions et le processus afin de bénéficier de ces aides.

Exemple :

- la commune de Plougastel-Daoulas (29) propose un forfait de 1 000 € pour toute installation de panneaux photovoltaïques sur un bâtiment de résidence principale.

S'agissant des garanties d'emprunt, les collectivités s'engagent, par ce biais, à assumer l'exécution de l'obligation ou à payer à sa place les annuités du prêt garanti, en cas de défaut du porteur de projet⁶⁷.

4.5.2 Participation au développement de projets photovoltaïques sur mon territoire

Les possibilités pour les collectivités de monter un projet photovoltaïque sur leur patrimoine, sur leur territoire ou ceux limitrophes sont nombreuses. Plusieurs réflexions sont à mener en amont avec ou sans d'autres acteurs locaux, pour définir le déroulement du projet.

La présentation qui suit est articulée autour de 4 angles de réflexion qui doivent, selon nous, conduire les collectivités à choisir le montage juridique et financier adapté à chaque projet qu'elles souhaitent mener :

1. la compétence de la collectivité
2. le choix du porteur de projet
3. le choix du mode de gestion et de la contractualisation associée
4. en cas de portage du projet, le choix de l'opérateur qui exécute le projet.

Il est clair qu'en pratique, ces quatre stades de réflexion sont à mener en parallèle par les collectivités. Nous conseillons dans tous les cas qu'ils soient tous examinés avant que le projet ne soit lancé. Ainsi les collectivités auront une vision claire du schéma juridique et financier qu'elles souhaitent mettre en place dans la mesure où elles auront étudié au préalable toutes les opportunités disponibles pour s'impliquer dans les projets énergétiques de leur territoire.

⁶⁷Plus de détails dans ENJ15 Guide des montages juridiques pour la production d'énergie et de chaleur renouvelable – AMORCE 2020

Compétence

Depuis la loi Grenelle II (2010) et la loi Transition Écologique pour la Croissance Verte (2015) toutes les collectivités peuvent « aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter » les installations de production d'énergies renouvelables sur leur territoire ou à proximité (territoire limitrophe sauf pour les régions).

Concernant les communes et leurs EPCI, il s'agit d'une compétence optionnelle communale qui est transférable à l'EPCI. Ainsi l'EPCI n'a pas la compétence d'investir si elle n'a pas été spécifiquement transférée par les communes. Ce transfert de compétence peut être modulé par puissance d'installation, technologie de production d'énergie renouvelable ou par zonage sur le territoire. Une commune peut transférer à l'EPCI, par exemple, uniquement la compétence d'investissement dans les projets photovoltaïques de plus de 100 kWc (modulation par technologie et par puissance).



Pour les toitures des bâtiments qui sont la propriété d'un acteur public quelle que soit ses missions, celui-ci peut exploiter une installation de production d'électricité photovoltaïque. (Article 88 II de la Loi Grenelle II), sans tenir compte de la compétence présentée ci-dessus.

Une fois la compétence, les collectivités doivent déterminer si le projet sera porté par une personne seule ou conjointement. Le choix de porteur du projet doit être distingué du choix de l'opérateur qui réalisera effectivement le projet ainsi que du mode de gestion et de contractualisation. Il s'agit d'une étape clé qui ne doit pas être négligée : il y a de nombreux intérêts à mutualiser les moyens pour ce type de réalisation.

Porteur de projet

Les collectivités souhaitant monter un projet photovoltaïque doivent choisir le mode de portage :

- Portage seul
- En coopération avec d'autres personnes publiques, il peut s'agir de groupement de commandes ou une co-maîtrise d'ouvrage avec un ou plusieurs autre(s) acteur(s) public(s). Des personnes publiques peuvent également constituer des structures associatives ou syndicales.
- En coopération avec d'autres personnes dont des personnes privées, tout comme en coopération publique, il est possible de réaliser un groupement de commande (qui sera soumis aux règles de la commande publique) ou une co-maîtrise d'ouvrage avec des personnes privées. La structure associative ou syndicale est parfois utilisée pour porter un projet collaboratif. Une association peut porter des projets participatifs, et évolue parfois en SCIC ou SA/SAS (exemple de Montcel Durable, Combrailles Durable, etc.).
- Les collectivités peuvent enfin décider de ne pas porter le projet mais de s'orienter vers des montages lui permettant de s'impliquer tout de même dans la gouvernance ou dans le financement.

Mode de gestion et contractualisation du projet

Le ou les porteurs de projets détermine(nt) ensuite le mode de gestion du projet et la contractualisation associée. Là encore, une multitude de choix s'offre aux collectivités.

Les collectivités font le choix de s'impliquer dans portage

Dans ce cas, deux modalités de gestion sont possibles :

• La gestion directe

Les collectivités peuvent assurer directement la création et l'exploitation d'une installation photovoltaïque en régie.

S'agissant d'un Service Public Industriel et Commercial (SPIC) en cas de vente partielle ou totale de l'énergie, les collectivités doivent obligatoirement constituer une régie avec a minima une autonomie financière (budget annexe M4 équilibré en recette et en dépense, pas de personnalité morale, organes de direction directement sous la responsabilité de la collectivité, personnel public). Elles peuvent aller jusqu'à créer une régie personnalisée (budget autonome M4 équilibré en recette et en dépense, personnalité morale autonome, organes de direction : conseil d'administration, président et directeur, personnel privé).

La régie ainsi instituée peut externaliser plus ou moins les prestations d'exploitation et de maintenance des installations. Dans ce deuxième cas, il est recouru à des marchés publics :

- Marchés de travaux et services classiques
- Marchés globaux de performance
- Marchés de location de panneaux photovoltaïques
 - «Je loue une installation photovoltaïque qui sera installée sur toute toiture de mon patrimoine, l'électricité produite m'appartient, je peux alors autoconsommer ou vendre sur le réseau. Je paye un loyer non indexé sur la consommation associée.»



Les projets photovoltaïques destinés à l'autoconsommation sans vente de surplus sur le réseau ne nécessitent pas la constitution d'une régie autonome. Cependant il est possible de la constituer tout de même, ce qui permet d'intégrer les économies d'achat d'énergie dans le budget annexe et d'assurer une meilleure traçabilité des recettes.

• Gestion déléguée

La gestion déléguée de l'installation photovoltaïque peut être attribuée soit en concession affermage soit en concession avec travaux. Dans le premier cas c'est la personne publique qui réalise l'investissement, dans le second c'est le concessionnaire.

Sur une opération d'affermage, la collectivité perçoit donc une redevance d'affermage en contrepartie de la mise à disposition des investissements réalisés.

Sur une concession avec travaux, la collectivité perçoit une redevance dite « redevance de contrôle »

Le Tableau 9 reprend les différents modes de gestion possibles. Les marchés d'opérateur peuvent être groupés en un seul marché (conception, réalisation, exploitation, maintenance).

Mode Gestion	Régie internalisée	Régie externalisée	Déléguée Affermage	Déléguée Concession
Propriété	Porteur de projet			
Financement des investissements	Porteur de projet			Opérateur «concessionnaire»
Financement du fonctionnement	Porteur de projet		Opérateur «fermier»	Opérateur «concessionnaire»
Conception	Opérateur «MOE ⁶⁸ »	Opérateur «MOE »		Opérateur «concessionnaire»
Réalisation	Opérateur «prestataire»			
Exploitation	Porteur de projet	Opérateur «prestataire»	Opérateur «fermier»	
Maintenance				
Commercialisation/ Facturation		Porteur de projet		

tab1 9. Mode de gestion et de la contractualisation pour un projet EnR d'une collectivité
Source : AMORCE 2020 - ENJ15 - Guide des montages juridiques pour la production d'énergie renouvelables et la réalisation de réseaux de chaleur et de froid par les collectivités

⁶⁸MOE : Maître d'oeuvre

Les collectivités font le choix de ne pas s'impliquer dans le portage

Dans ce cas, plusieurs modalités de contractualisation avec le porteur du projet sont possibles :

- **Les contrats domaniaux sur le patrimoine des collectivités**

Voir la section 4.4.2

- **Entrée au capital d'une société de projet sur le territoire ou les territoires limitrophes**

En dehors des montages contractuels décrits ci-dessus ou en complément, les collectivités compétentes peuvent faire le choix de poursuivre leur action jusqu'à l'entrée au capital de l'opérateur et le financement de ces actions en tant qu'actionnaire comme décrit ci-après dans le Focus : Financement et gouvernance d'un projet dans le cadre d'une SA/SAS d'EnR.

Là encore, la sélection de l'opérateur avec lequel sera créé la société de projet peut faire l'objet d'un AMI/AAP.

Opérateur d'un projet

L'ensemble des modes de gestion et de contractualisation indiqués ci-dessus permettent de recourir à différents types d'opérateurs, sauf pour la régie internalisée qui ne donne pas lieu à une contractualisation avec un opérateur.

Opérateur 100 % public

Une société publique locale (SPL) est une Société Anonyme (SA) à capital exclusivement public, pouvant exploiter un Service Public Industriel et Commercial (SPIC). Une SPL peut être opérateur d'un projet photovoltaïque, dans le cadre d'un contrat avec ses actionnaires. Compte tenu des capitaux uniquement publics, la SPL bénéficie de l'exception « in-house » ou quasi-régie au sens du code de la commande publique. Il n'est donc pas nécessaire de recourir à une mise en concurrence pour attribuer un contrat à une SPL dont la collectivité est actionnaire. Il semble qu'elle puisse bénéficier de l'exception prévue à l'article L.2122-1-3 2° du Code général de la propriété des personnes publiques (CGPPP) quant à l'attribution sans procédure de sélection d'un contrat domanial.

Avantages	Contraintes
Gestion et contrôle de l'activité par les actionnaires personnes publiques ;	Apporter les fonds publics nécessaires pour que le capital de la SPL soit exclusivement public

La suite du tableau à la page suivante ►►

Structure dotée de la personnalité morale (peut signer des contrats, être propriétaire de biens, emprunter de l'argent, agir en justice, etc.)	Les actionnaires personnes publiques doivent être compétents pour les activités exercées par la SPL
Pas de mise en concurrence pour les contrats conclus entre la SPL et ses actionnaires (coopération verticale)	Démarches administratives lourdes relatives à la création d'une société anonyme

Opérateur majoritairement public

Une Société d'Économie Mixte (SEM) est une Société Anonyme (SA) créée par des collectivités territoriales et leurs groupements, choisissant de s'associer à des partenaires privés. La participation des actionnaires publics au capital doit être majoritaire (> 50 %) sans pouvoir excéder 85%.

Une SEM peut être l'opérateur d'un projet photovoltaïque :

- D'une collectivité par le biais d'un contrat de la commande publique ;
- De manière autonome dès lors que son activité n'est pas limitée aux besoins de ses actionnaires.

Contrairement à une SPL, une SEM ne peut pas bénéficier de l'exemption «in-house» du code de la commande publique. Le doute subsiste également concernant la dispense de procédure de sélection prévue au CGPPP.

Constituer une SEM avec des acteurs publics et privés locaux (banques, développeurs, collectifs citoyens) est une opportunité de partager une structure actrice de la transition énergétique sur le territoire qui pourra développer, exploiter ou participer à différents projets d'énergies renouvelables.

Avantages	Contraintes
Gestion et contrôle de la société assurés majoritairement par les actionnaires publics (détenant de 51 à 85% du capital)	Poids financier pour les personnes publiques qui participent à une partie majoritaire du capital de la société (51 à 85% du capital)

La suite du tableau à la page suivante ►►

Structure dotée de la personnalité morale (peut signer des contrats, être propriétaire de biens, emprunter de l'argent, agir en justice, etc.)	Gestion et contrôle de la société partagés
Participation d'actionnaires personnes privées au capital de la société (15 à 49% du capital)	Respect des obligations de mise en concurrence et de publicité, et des délais contraignants en découlant

Opérateur minoritairement public

SEMOP :

Une Société d'Économie Mixte à OPération unique est une société anonyme créée par une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités avec au moins un opérateur économique sélectionné après mise en concurrence pour la réalisation d'un contrat à durée limitée unique. Cette structure sera dissoute de plein droit à la fin du contrat. Le capital public doit être supérieur à 34 % sans pouvoir excéder 85%.

Cette méthode permet aux collectivités de participer à l'investissement avec une capacité de contrôle limitée à leur niveau de capital. La SEMOP est un outil spécifique. Elle ne pourra agir qu'en vertu d'un contrat de la commande publique.

SCIC / SA / SAS :

Depuis la loi TECV⁶⁹ de 2015, les collectivités ont toutes la compétence pour investir en capital dans des sociétés de production d'EnR sur leur territoire voire sur des territoires limitrophes.

Ainsi les Sociétés Coopératives d'Intérêt Collectif (SCIC – 1 actionnaire = voix), les sociétés anonymes (SA) ou les sociétés par action simplifiée (SAS) opérant des projets photovoltaïques sur le territoire ou territoire limitrophe de la collectivité peuvent proposer à ces collectivités de participer au financement du projet.

Ces sociétés constituées peuvent agir :

- En vertu d'un contrat comme ceux précités. Dans ce cas, elles ne peuvent pas bénéficier de l'exception « in-house » prévue par le code de la commande publique. Il subsiste également un doute sur la possibilité de bénéficier d'une dispense de sélection dans le cadre d'un contrat domanial.
- De manière autonome.

⁶⁹Transition énergétique pour la croissance verte

4.5.3 Focus : financement et gouvernance d'un projet dans le cadre d'une SA/ SAS d'EnR

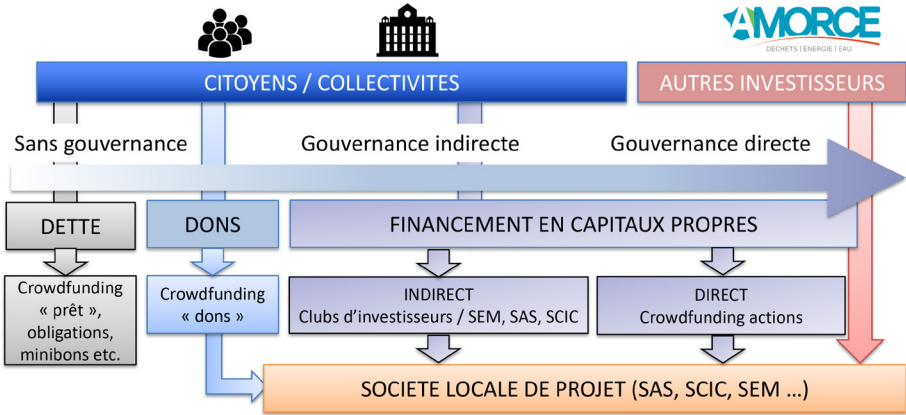


fig 39. Synthèse des possibilités de financement et participation à une société de production d'énergie renouvelable pour les citoyens et collectivités – AMORCE 2020

Investissement au capital

La loi Transition énergétique pour la croissance verte (TECV) de 2015 permet aux collectivités de «participer au capital d'une Société Anonyme (SA) ou d'une Société par Actions Simplifiée (SAS) dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables»⁷⁰.

De même, le code de l'énergie a été modifié⁷¹ pour permettre aux SA, SAS, SEM, SPL et SCIC porteuses de projet d'énergie renouvelable de proposer des parts en capital à des citoyens habitant à proximité du projet ainsi qu'aux collectivités sur le territoire desquelles est situé le projet. Ces sociétés peuvent également proposer à ces personnes de participer au financement du projet, notamment via des prêts.

Ces deux évolutions indiquent d'une part dans le CGCT que les collectivités peuvent participer au capital et d'autre part dans le code de l'énergie que les sociétés peuvent proposer du capital et de la participation au financement du projet. Aujourd'hui seule la possibilité de réaliser des avances en compte courant a été clarifiée dans la Loi Energie Climat⁷². Une clarification sur la participation des collectivités aux obligations convertibles en actions devrait être rédigée par le législateur.

Moyennant une délibération de la collectivité, une collectivité peut donc investir dans

⁷⁰Article 109 Loi TECV

⁷¹Article 111 Loi TECV

⁷²Loi Energie Climat- 8 Novembre 2019)

⁷³L'intervention d'un commissaire aux apports sera nécessaire pour apprécier la valeur de ces apports en nature

une société porteuse d'un projet sur son territoire ou ceux limitrophes. La collectivité peut réaliser un apport numéraire sur fond propre ou par emprunt, et des apports en natures⁷³ :

Avances en compte courant d'associé (CCA)

Le CGCT prévoit, également, la possibilité de réaliser d'avances en Compte Courant d'Associé (CCA). Avec l'investissement en capital, ils représentent le plus gros des fonds propres et quasi-fonds propres (CCA) du projet, qui seront complétés par une dette bancaire.

Les avances en CCA constituent des prêts accordés à la société par un associé dont on aura défini les conditions de remboursement et les intérêts par convention. Dans les projets d'EnR actuels, les avances en CCA sont prépondérantes vis-à-vis du capital de la société de projet.

Limitation de participation au CCA pour les collectivités

La loi Énergie-Climat (2019) est venue encadrer la participation des collectivités via les avances en CCA dans ces sociétés de production d'énergie renouvelable. La Loi impose désormais deux conditions :

- Ces avances doivent être réalisées au prix du marché ;
- Et dans les mêmes conditions dans lesquelles les collectivités réalisent ces avances au bénéfice des SEM.

Ce dernier point est contraignant notamment sur deux points :

- Il impose que les avances soient remboursées sous 2 ans reproductibles une fois ;
- Il impose également que la somme de toutes les avances en CCA réalisées par la collectivité dans l'ensemble des sociétés auxquelles elles participent n'excède pas 5 % des recettes globales de son budget de fonctionnement.

Gouvernance

En raison de leurs investissements en capital, les collectivités peuvent occuper tous les postes des organes de gouvernance de ses sociétés. Cependant, à l'inverse des entreprises publiques locales, la collectivité n'est pas assurée d'être représentée aux instances dirigeantes, hormis à l'assemblée générale qui rassemble tous les actionnaires.

Dans une société anonyme (SA), la collectivité doit être représentée par une personne physique, qui peut être un élu de la collectivité. Ce représentant pourra être administrateur, président du conseil d'administration, membre ou président du conseil de surveillance ou encore président directeur général.

Dans une société par actions simplifiées (SAS), comme seul un président est obligatoire, les statuts de la structure décideront des instances et du fonctionnement de la gouvernance.

Il convient de préciser que les mécanismes protecteurs des élus locaux représentants de leur collectivité dans des entreprises publiques locales (article L.1524-5 du CGCT) ne s'appliquent pas à ces sociétés. Il convient donc de bien prendre en compte les risques afférents à ce rôle de représentant (responsabilité civile et pénale, qualification d'entrepreneur de service local, conflits d'intérêts, etc.).

Pour les SA et SAS, en dehors des statuts de la société, un pacte d'associés peut être rédigé et signé entre tous les actionnaires permettant par exemple d'attribuer un droit de vote à un actionnaire supérieur ou inférieur à sa participation au capital. Ainsi une collectivité peut négocier l'obtention d'un droit de vote et donc un accès à la gouvernance plus important que sa participation au capital.

Dans le cas des Sociétés Coopérative d'Intérêt Collectif (SCIC), la gouvernance est partagée entre tous les actionnaires sur le modèle «une personne morale ou physique égal un droit de vote».

Modalités de participation des collectivités et des citoyens dans un projet

Les collectivités peuvent participer aux capitaux propres de la société productrice d'électricité photovoltaïque, et potentiellement à la dette via des obligations convertibles en action.

Les citoyens ont également la possibilité de participer aux capitaux propres de la société, ce qui leur donne accès à une gouvernance directe ou indirecte s'ils investissent de façon individuelle ou par regroupement (Club d'investisseurs, SEM, SAS, SCIC). Les projets ainsi maîtrisés par les collectivités et les citoyens répondent à l'enjeu de réappropriation des questions énergétiques et des moyens de production. En exploitant les ressources renouvelables locales, les acteurs locaux améliorent leur indépendance énergétique et s'assurent que les retombés économiques des projets bénéficieront à leur territoire.

Les citoyens peuvent aussi participer à du financement participatif sans gouvernance et jouent alors le rôle de la banque. Ce type de financement participatif permet une appropriation du projet par les citoyens tout en leur proposant une solution d'épargne court terme rentable.

Annexes

Mécanismes de soutien en vigueur à l'énergie photovoltaïque

Appels d'offres (P > 100kWc)

Modalités d'attribution	Appels d'offre CRE4AUTOCONSO (v26/12/2019)	Appels d'offre - CRE4SOL (v11/02/2020)			Appels d'offre - CRE4BAT (v05/02/2020)
Puissances installées	100 kWc à 1 MWc	> 5 MWc	500 kWc à 5 MWc	500 kWc à 10 MWc	100 kWc à 8 MWc
injection ou autoconsommation	Autoconsommation	Injection			Injection
Application	Toute technologie	Parc au sol	Parc au sol	Ombrières de parking	Bâtiments, serres, hangars agricoles, ombrières de parking
Mécanisme de soutien	Prime calculé sur la part d'électricité auto-conso et injectée	Complément de rémunération			Complément de rémunération
Volumes	12 périodes de 25 à 50 MWc	8 périodes de			11 périodes de 150 à 300 MW
		300 à 650 MW	135 à 250 MW	65 à 100 MW	
Tarif moyen dernière vague	Prime moyenne : 17,72 €/MWh (11/2019)	59,5€/MWh (07/2019)	67,5€/MWh (07/2019)	88,3€/MWh (07/2019)	86,17 - 96,51€/MWh (12/2019)
Système de notation	Prix proposé (100%) et plafond d'impact carbone	Tarif (65-70%) - Impact carbone (18-21%) - pertinence environnementale (9%)		Tarif (70%) - Impact carbone (30%)	Tarif (70%) - Impact carbone (30%)
Durée du contrat	10 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans

Modalités d'attribution	Appel d'offres - CRE4INNOV (v26/03/2020)	
Puissances installées	500 kWc à 5 MWc2	100 kWc à 3 MWc
injection ou autoconsommation	Injection	
Application	Parc au sol «innovant»	Bâtiments, ombrières ou agrivoltaïque «Innovant»
Mécanisme de soutien	Complément de rémunération	
Volumes	3 période de 60 MW	3 périodes de 80 MW
Tarif moyen dernière vague	70,8 - 117,8 €/MWh (01/2018)	69,5 - 98,5 €/MWh (01/2018)
Système de notation	Tarif (55%) - Innovation (45%)	
Durée du contrat	20 ans	

tabl 10. Résumé des dispositifs majeurs de soutien au solaire photovoltaïque en France Métropolitaine en 2020 – SOURCE AMORCE 2020 – CRE

Modalités d'attribution	Appels d'offre CRE4AUTOCONSO (v12/07/2019)	Appels d'offre - CREA0ZNI (v12/07/2019)		
Puissances installées	100 kWc à 500 kWc	100 à 500 kWc	500 kWc à 1,5 MWc	500 kWc à 5 MW
injection ou autoconsommation	Autoconsommation	Injection ou autoconso		
Application	Toute technologie	Bâtiments et ombrières de parking		Parc au sol
Mécanisme de soutien	Prime calculé selon la proportion d'électricité autoconsommée et injectée sur le réseau	Complément de rémunération		
Volumes	2 périodes de 12 et 14 MWc	4 périodes de 60 à 80 MWc		
Système de notation	Prix proposé (100%) et plafond d'impact carbone	Tarif (70%) - Impact carbone (30%)		
Durée du contrat	10 ans	20 ans		

tab11. Résumé des dispositifs de soutien au solaire photovoltaïque en Zones Non Interconnectées – SOURCE AMORCE 2020 - CRE

Guichet ouvert (P < 100kWc) - Injection totale

Type de tarif	Puissance totale (P+Q)	du 01/10/19 au 31/12/19 (c€/kWh)	du 01/01/20 au 31/03/20 (c€/kWh)
Tarif dit Ta	≤ 3 kWc	18,57	18,53
	≤ 9 kWc	15,79	15,75
Tarif dit Tb	≤ 36 kWc	12,07	12,07
	≤ 100 kWc	10,76	10,51

tab12. Injection totale : Tarifs d'achat pour les installations en France Métropolitaine d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc pour les trimestres Q4 2019 et Q1 2020

Zones non interconnectées	Guadeloupe, Martinique		Réunion		Corse		Mayotte		Guyane	
	du 01/10/19 au 31/12/19 (c€/kWh)	du 01/01/20 au 31/03/20 (c€/kWh)	du 01/10/19 au 31/12/19 (c€/kWh)	du 01/01/20 au 31/03/20 (c€/kWh)	du 01/10/19 au 31/12/19 (c€/kWh)	du 01/01/20 au 31/03/20 (c€/kWh)	du 01/10/19 au 31/12/19 (c€/kWh)	du 01/01/20 au 31/03/20 (c€/kWh)	du 01/10/19 au 31/12/19 (c€/kWh)	du 01/01/20 au 31/03/20 (c€/kWh)
Puissance totale (P+Q)										
≤ 3 kWc	21,48	20,98	20,21	19,74	18,95	18,51	24,01	23,45	22,74	22,21
≤ 9 kWc	19,09	18,65	17,97	17,55	16,94	16,45	21,34	19,1	20,21	19,74
≤ 36 kWc	17,5	17,09	16,47	16,09	15,44	15,08	19,56	19,1	18,53	18,1
≤ 100 kWc	15,91	15,54	14,97	14,62	14,04	13,78	17,78	17,37	16,84	16,45

tabl 13. Injection totale : Tarifs d'achat pour les installations photovoltaïque en France dans les Zones Non Interconnectées d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc pour les trimestres Q4 2019 et Q1 2020

Guichet ouvert (P<100 kWc) - Autoconsommation

Dans le cadre de l'autoconsommation avec vente de surplus, un tarif d'achat est appliqué sur l'électricité injectée sur le réseau, et une prime à l'investissement qui varie entre 40 et 9 c€ par Watt-crête installé. Cette prime est versée en 5 ans. Exemple : pour une installation de 3 kWc, la prime à l'investissement est de 1 170 € et sera versée en 5 fois 234 €.

Type de tarif	Puissance totale (P+Q)	Prime à l'investissement (€/Wc) du 01/10/19 au 31/12/19	Prime à l'investissement (€/Wc) du 01/01/20 au 31/03/20	Rémunération de l'énergie injectée (c€/kWh)
Prime dit Ta	≤ 3 kWc	0.39	0.39	10
	≤ 9 kWc	0.29	0.29	10
Prime dit Tb	≤ 36 kWc	0.18	0.18	6
	≤ 100 kWc	0.09	0.09	6

tabl 14. Autoconsommation avec vente de surplus : prime à l'investissement et rémunération de la vente de surplus pour les trimestres Q2019 et Q1 2020

Tables des Illustrations

- Figure 1 – Photovoltaïque : Principe du mécanisme de soutien par tarif d'achat pour les installations de moins de 100 kWc (obtenu en guichet ouvert) – Source : AMORCE 2020..... 11
- Figure 2 – Photovoltaïque : Principe du mécanisme de soutien en complément de rémunération pour les installations de plus de 100 kWc (obtenu par appel d'offres) – Source : AMORCE 2020..... 12
- Figure 3 - Puissance solaire installée en France au 1er mars 2019 - SOURCE : RTE..... 13
- Figure 4 - Evolution du parc solaire photovoltaïque avec objectif PPE - SOURCE : AMORCE/SDES/ENEDIS..... 14
- Figure 5 - Consommation d'énergie primaire en France en 2018 – Source : Chiffres clés de l'énergie renouvelable 2018 – SDES..... 15
- Figure 6 - Consommation d'énergie primaire en France en million de tonnes équivalent pétrole– Source : Chiffres clés de l'énergie renouvelable – SDES..... 15
- Figure 7 - Consommation d'énergie primaire dans le monde en 2018 – Source : Ourworldindata.org..... 17
- Figure 8 - Nouvelle capacité de production d'électricité installée dans le monde en 2018 – Source : SolarPowerEurope..... 18
- Figure 9 - Capacité solaire photovoltaïque mondiale cumulée installée – Source : IRENA 2019 Monde..... 18
- Figure 10 - Installation mondiale annuelle de panneaux photovoltaïque – Source : SolarPower Europe 2018 –..... 19
- Figure 11 – Evolution des capacités (GW) selon les sources de production du scénario « stated policies » World Energy Outlook 2019 – IEA..... 19
- Figure 12 - Principe de l'effet photovoltaïque (source : AMORCE, 2020)..... 21
- Figure 13 – Exemple de cellule photovoltaïque au silicium cristallin – Source : ADEME, 2019 23
- Figure 14 – Fabrication d'un module photovoltaïque au silicium – Source : AMORCE 2020)..... 24
- Figure 15 - Exemple de modules photovoltaïques au sol avec trackers – Pixabay... 26
- Figure 16 - Exemple de parc photovoltaïque au sol – iStock..... 26
- Figure 17 – Ombrières photovoltaïques de parking public – Piscine de Kercado à Vannes - © 56 Energies..... 27
- Figure 18 – Exemple d'installation photovoltaïque en surimposition de toiture Pxhere..... 27
- Figure 19 - Exemple d'intégration photovoltaïque sur une façade – Chenove, Côte d'Or..... 28
- Figure 20 - Installation photovoltaïque flottant à Piolenc - ©Akuo Energy - Hydrelia® by Ciel & Terre..... 28
- Figure 21 - Carte de gisement photovoltaïque français en condition optimale (en kWh/m2) – source : PVGIS..... 30
- Figure 22 - Carte du productible 2019 en France – Source : Hespul - carte-productible.photovoltaïque.info..... 31
- Figure 23 – Exemple de profil de production photovoltaïque sur 24 h sur une journée ensoleillé avec quelques passages nuageux – Source : CRE..... 32

• Figure 24 – Exemple de production d'électricité photovoltaïque mensuelle depuis 2009 – Source : renouvelle.be	32
• Figure 25 - Usine de recyclage des modules photovoltaïques cristallins – Rousset, France – © Veolia & PVCYCLE.....	33
• Figure 26 - Les différentes étapes d'un développement de projet photovoltaïque Source : Amorce, 2020.....	35
• Figure 27 - Modèle d'exploitation de l'installation photovoltaïque - à gauche : autoconsommation - à droite : injection/vente totale sur le réseau.....	43
• Figure 28 – niveau d'implication des collectivités – AMORCE, 2020.....	60
• Figure 29 : Capture du site capareseau.fr	65
• Figure 30 – Résumé et liste des documents constituant le SCoT - AMORCE 2019..	66
• Figure 31 - Affichage et opposabilité des documents du SCoT.....	67
• Figure 32 - Synthèse et rappel des documents composants le PLU - AMORCE 2019.....	67
• Figure 33 - exemples d'insertion du photovoltaïque dans les documents du PLU - AMORCE 2019.....	68
• Figure 34 - Exemple d'orientation d'aménagement : favoriser les orientations Nord Sud.....	68
• Figure 35 - Zones PLU et photovoltaïque.....	70-71
• Figure 36 - Relation entre les documents d'urbanisme et les documents de planification énergétique.....	74
• Figure 37 - Exemple de Metrosoleil – Grenoble.....	80
• Figure 38 – Simulation de la production d'une toiture sur l'outil Métrosoleil de la Métropole de Grenoble.....	81
• Figure 39 – Synthèse des possibilités de financement et participation à une société de production d'énergie renouvelable pour les citoyens et collectivités – AMORCE 2020.....	90
• Tableau 1 - Rendement des technologies de cellule photovoltaïques – Source : ADEME, 2019.....	25
• Tableau 2 - Délais et étapes d'un projet photovoltaïque – Source : ADEME, 2019...	35
• Tableau 3 - Autorisations nécessaires pour les installations photovoltaïques.....	39-40
• Tableau 4 - Rappel des contraintes générales d'urbanisme et d'environnement pour une projet photovoltaïque – source : AMORCE, 2020).....	41
• Tableau 5 - Répartition des coûts de raccordement d'une installation de production d'électricité.....	45
• Tableau 6 : Coût de l'énergie photovoltaïque – ADEME – Coûts des EnR&R 2019..	48
• Tableau 7 : Conditions d'imposition à l'IFER.....	52
• Tableau 8 – Distribution des taxes et versements aux collectivités.....	55
• Tableau 9 – Mode de gestion et de la contractualisation pour un projet EnR d'une collectivité – source : AMORCE 2020 – ENJ15 – Guide des montages juridiques pour la production d'énergie renouvelables et la réalisation de réseaux de chaleur et de froid par les collectivités.....	86
• Tableau 10 : Résumé des dispositifs majeurs de soutien au solaire photovoltaïque en France Métropolitaine en 2020 – Source AMORCE 2020 – CRE.....	93-94
• Tableau 11 : Résumé des dispositifs de soutien au solaire photovoltaïque en Zones Non Interconnectées – Source AMORCE 2020 - CRE.....	95

- Tableau 12 : Injection totale : Tarifs d'achat pour les installations en France Métropolitaine d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc pour les trimestres Q4 2019 et Q1 2020..... 95
- Tableau 13 : Injection totale : Tarifs d'achat pour les installations photovoltaïque en France dans les Zones Non Interconnectées d'une puissance inférieure ou égale à 100 kWc pour les trimestres Q4 2019 et Q1 2020..... 96
- Tableau 14 : Autoconsommation avec vente de surplus : prime à l'investissement et rémunération de la vente de surplus pour les trimestres Q2019 et Q1 2020..... 96

Bibliographie

- AMORCE – ENE 37 – Financement des projets d'énergie renouvelable par les collectivités
- AMORCE – ENJ15 – Guide des montages juridiques pour la production d'énergie et de chaleur renouvelable
- AMORCE – ENE 34 – Fiscalité du solaire photovoltaïque – Février 2019
- AMORCE - ENJ13 – Domaine public et transition énergétique : enjeux juridiques – 2020
- AMORCE – ENP 47 - Élaborer le volet énergie – climat du SRADDET – mars 2017
- AMORCE – ENJ 11 – SRADDET : Éclairages sur la notion de prescriptivité – Septembre 2018
- AMORCE – ENP 41 - Memento des planifications climat-air-énergie 2016, à l'attention des communes et intercommunalités – juillet 2016
- AMORCE – ENP 51 – SRADDET ET PCAET : Quelles synergies entre les planifications air-énergie-climat des régions et des intercommunalités ? – Mai 2018
- AMORCE – ENJ08 – Note sur l'intégration des problématiques énergie dans les documents d'urbanisme
- ADEME – Elus, l'essentiel à connaître sur les PCAET
- ADEME - Guide recommandations à destination des porteurs de projet photovoltaïque – Installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc en implantations sur bâtiments –2019
- ADEME - Guide de recommandations à destination des porteurs de projet photovoltaïque – installation de puissance supérieure à 100 kWc – Implantations sur bâtiments, ombrières de parkings et centrales au sol –2020
- ADEME - Guide pour la réalisation de projets photovoltaïques en autoconsommation dans les secteurs tertiaires, industriel et agricole –2017
- HESPUL - Prise en compte du bio-climatisme et des apports solaires dans un projet d'aménagement
- CEREMA – Les dispositions du PLUi en matière de photovoltaïque
- Energie Partagée – Les collectivités territoriales, parties prenantes des projets participatifs et citoyens d'énergie renouvelable – Septembre 2017

Glossaire

Agrégateur : L'agrégateur est l'intermédiaire entre le producteur d'électricité et le marché de l'électricité.

AMI / AAP : Appel à manifestation d'intérêt / Appel à projets

CE : Conseil d'Etat, juridiction suprême de l'ordre administratif français.

CGCT : Code général des collectivités territoriales

Charge : Terme technique indiquant tout élément ayant la possibilité de consommer de l'énergie, dans cette publication de l'électricité. Exemple : un ballon d'eau chaude électrique est une charge pilotable, son déclenchement peut être adapté à la production photovoltaïque.

Compensation relais : compensation relais est une dotation versée par l'État aux collectivités qui percevaient la taxe professionnelle en 2009 pour neutraliser les pertes de recettes du fait de sa suppression en 2010. Ces collectivités peuvent donc soit être des EPCI à fiscalité professionnelle unique (FPU), soit des EPCI à fiscalité professionnelle de zone (FPZ), soit des communes isolées qui percevaient elles-mêmes la fiscalité professionnelle.

CSPE : la contribution au service public de l'électricité est une taxe appliquée à tout consommateur final d'électricité. Cette taxe sert notamment à financer le développement des énergies renouvelables, l'électrification et l'aide financière aux zones non-interconnectées.

EPCI : Établissement public de coopération intercommunale, structure publique regroupant exclusivement des communes.

Facteur de charge : Il s'agit d'un indicateur, faisant le rapport entre le productible moyen d'une installation de production d'électricité, sur la production que l'installation pourrait effectuer si elle produisait à tout instant à sa puissance maximum.

Fiscalité additionnelle : régime fiscal où communes et EPCI se partagent les recettes fiscales du territoire, en votant chacun des taux pour les impositions concernées ou en opérant un partage de certaines recettes.

Fiscalité professionnelle unique : régime fiscal le plus intégré d'EPCI, caractérisant un abandon total des impositions issues des activités économiques du territoire par les communes au profit de leur groupement.

IFER : Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux, introduite suite à la réforme de la fiscalité professionnelle intervenue en 2010. Comporte 9 composantes, dont l'IFER éolien.

Installations Classées pour la Protection de l'Environnement : Toute exploitation industrielle ou agricole susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances, notamment pour la sécurité et la santé des riverains est une installation classée.

KiloWatt-crête : Le kWc correspond à la puissance maximale que peut fournir un panneau solaire, dans des conditions optimales : irradiation solaire de l'ordre d'une puissance de 1 000 W/m², température des panneaux de 25 °C, rayonnement arrivant avec une inclinaison de 45° dans un ciel parfaitement dégagé. Ces conditions correspondent à ces conditions standards, permettant de comparer entre eux la puissance des modules photovoltaïques.

PLU (PLUi) : Plan local d'urbanisme (I = intercommunal). Document d'urbanisme établi au niveau du bloc communal. Il définit les règles indiquant quelles formes doivent prendre les constructions, quelles zones doivent rester naturelles, quelles zones sont réservées pour les constructions futures, etc.

Puissance électrique installée : La puissance électrique installée se définit comme la somme des puissances des installations effectivement injectées au point de livraison sur les réseaux publics d'électricité par l'exploitant producteur d'électricité, à laquelle s'ajoute la puissance consommée en propre par ce producteur⁷⁴. Cette définition est celle issue de la modification intervenue suite à la loi TECV⁷⁵, et est applicable à compter des impositions établies au titre de 2016.

Repowering : renouvellement de l'équipement de l'installation photovoltaïque.

Société de projet : Société ayant pour unique objet de gérer les actifs correspondant au projet, dans notre cas, d'un projet de production d'électricité photovoltaïque. C'est cette société qui est la personne morale détenteur des autorisations, qui vend l'électricité et qui rembourse les actionnaires et l'emprunt bancaire.

SCoT : Schéma de cohérence territorial

TICPE : Taxe Intérieure sur les Produits Energétiques, une fraction de cette taxe alimente le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », complétée par une part de la Taxe Intérieure de Consommation sur le Charbon (TICC).

⁷⁴ <http://bofip.impots.gouv.fr/bofip/795-PGP>

⁷⁵ Article 104 de la loi TECV (Transition énergétique pour la croissance verte)

TURPE : Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité

Usufruit : droit de se servir d'un bien (usus) et d'en percevoir les revenus (fructus), sans pour autant pouvoir s'en dessaisir (abusus).

Valeur locative cadastrale : revenu net ou loyer que le propriétaire pourrait tirer de son bien s'il le louait. Utilisée pour le calcul de nombreuses impositions.

NOTES

A series of 20 horizontal dotted lines for taking notes.



Remerciements

Nous remercions l'ensemble des collectivités et professionnels ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leurs retours d'expérience et qui nous ont fourni des documents pour illustrer cette publication. Nous remercions notamment Claire MAZOYER (Grenoble Alpes Métropole), Cécile ISMERIE (Grenoble Alpes Métropole), Eric BUREAU (Energie Partagée) et Marjolaine FORCE (Nantes Métropole) pour leur relecture, ainsi que Mathieu VIANEY (PV CYCLE) pour sa contribution.

Mentions légales

©AMORCE – Août 2020

Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.



Rédaction : Gwenolé LE BARS, Félix GERENTON, Joël RUFFY

Comité de relecture :

Baptiste VEZOLE, AMORCE ; Michel MAYA, AMORCE, Julie PURDUE, AMORCE

Conception-réalisation : Rayan ZABOUBI

Crédits photo : voir chaque photo

Illustrations et pictogrammes : AMORCE, Flaticon

Edition augmentée, revue et corrigée – octobre 2020
(Première édition – Octobre 2020)

AMORCE - 18 rue Gabriel Péri - CS 20102 - 69623 Villeurbanne Cedex

Tél. : 04 72 74 09 77 | Fax : 04 72 74 03 32

amorcer@amorcer.asso.fr | www.amorcer.asso.fr | [@AMORCE](https://twitter.com/AMORCE)



L'ÉLU & Le photovoltaïque



La lutte contre le changement climatique impose de modifier fortement nos manières de consommer et de produire de l'énergie. Plus varié et décentralisé, le « bouquet énergétique » de demain apportera plus d'activité économique dans les territoires.

Dans ce contexte, les installations photovoltaïques présentent de nombreux avantages pour aboutir à un mix électrique local et décarboné. La France s'est fixée des objectifs ambitieux pour développer massivement cette technologie de production électrique. C'est un gisement important en France et cette filière va fortement contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par l'Etat.

Par son caractère diffus, cette ressource décentralisée donne un rôle important aux territoires dans le développement des projets. Ce guide apporte aux élus et services des collectivités les données essentielles pour mener à bien une stratégie globale d'accélération du déploiement photovoltaïque sur leur territoire.

Ces informations objectives et précises leur permettront de :

- Connaître le déroulement des projets photovoltaïques,
- Intégrer le photovoltaïque dans les documents d'aménagement et d'urbanisme,
- Favoriser l'émergence de projets sur leur territoire,
- Mettre à disposition leur patrimoine,
- Porter des projets d'installations photovoltaïques sur leur patrimoine et sur leur territoire.

Soutenu par



Avec le soutien technique et financier :