

Feuille de route solaire au sol Annexes à la carte mentale 07 mai 2018

Sommaire

I. Potentiel.....	3
A. Projet politique, PCAET	3
B. Portage du projet	3
II. Identification de sites.....	4
A. Si la commune possède un PLU ou un POS	4
B. Si la commune possède une carte communale ou n'a pas de document d'urbanisme.....	5
III. Modèles d'affaires	6
A. Mode de valorisation.....	6
1. Valorisation de l'électricité hors dispositif de soutien	6
2. Valorisation de l'électricité via un dispositif de soutien de l'Etat.....	13
IV. Gouvernance et statuts	16
A. Les montages juridiques classiques.....	16
1. La Société par actions simplifiée (SAS).....	16
2. La Société coopérative d'intérêt collectif (SCIC)	17
B. Quand la personne publique est porteuse de projet.....	19
1. La gestion directe (régie).....	19
2. La création d'une personne morale	19
V. Foncier	22
A. Statut juridique du terrain.....	22
1. La règle de droit.....	22
2. Le statut juridique du terrain au regard de l'urbanisme	22
3. Le statut juridique du terrain au regard des enjeux environnementaux et patrimoniaux ...	23

B.	Régime d'autorisation des centrales photovoltaïques au sol	25
1.	Étapes et documents nécessaires selon la taille du projet	25
2.	Instruction par les services de l'Etat.....	26
3.	Constructions et installations nécessaires au fonctionnement des centrales photovoltaïques 27	
4.	Construction sur sites dégradés	27
5.	Servitudes	30
C.	Maîtrise du foncier	31
1.	Trois types de baux destinés à sécuriser le foncier.....	31
VI.	Faisabilité technique et économique	35
A.	Ordres de grandeur	35
B.	Dépenses d'investissement	35
1.	Dépenses liées au matériel.....	35
2.	Dépenses liées à l'installation	36
3.	Taxes applicables.....	37
C.	Dépenses d'exploitation.....	38
1.	Dépenses liées à l'utilisation des réseaux : le TURPE.....	38
2.	Dépenses liées au fonctionnement de l'installation	39
3.	Taxes applicables.....	39
VII.	Financement du projet.....	43
A.	Financement de la phase développement.....	43
1.	Investissement participatif de l'appel d'offre de la CRE	43
2.	Financement en fonds propres	43
3.	Co-développement.....	46
B.	Financement de l'investissement.....	46
1.	Financement participatif de l'appel d'offre de la CRE.....	46
2.	Prise d'actions en direct	46
3.	Actionnariat indirect au capital	47
4.	Financement de la dette	47
	Liste des contributeurs	49
	Glossaire	50



I. Potentiel

A. Projet politique, PCAET

Suite à la création du Groupe d'experts Intergouvernementaux sur l'Étude du Climat en 1988, plusieurs accords définissant les politiques de réduction des émissions des Gaz à Effet de Serre (GES) à l'échelle mondiale ont été ratifiés (convention de Rio en 1992, protocole de Kyoto en 1997, accords de Paris sur le climat en 2016). Ces accords définissent des objectifs à atteindre en termes d'émissions de GES et de déploiement des Énergies Renouvelables (EnR) à l'échelle nationale avec des échéances fixées.

En France, plusieurs textes de lois permettent d'assurer la mise en œuvre de ses engagements pour le climat en favorisant les actions locales. La loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (loi TECV n°2015-992 du 17 août 2015) fixe comme objectifs par rapport à 1990 :

- la réduction de 40% des émissions de GES en 2030 ;
- la réduction de 50% de la production d'électricité à l'horizon 2024 ;
- l'augmentation de 30% de la part des EnR dans le mix énergétique en 2030.

Le Plan Climat Air-Énergie Territorial (PCAET) qui en découle place les territoires au cœur de sa stratégie. Il comporte des objectifs chiffrés dont les « 3 x 20% » de l'Union Européenne pour 2020 (réduire de 20% les émissions de GES, améliorer de 20% l'efficacité énergétique et porter à 20% la part des EnR dans la consommation finale d'énergie) et le facteur 4 pour 2050 (diviser par 4 les émissions de GES par rapport à 1990). Par ailleurs, la mise en place de PCAET est désormais obligatoire pour les Établissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) de plus de 20 000 habitants et favorisera le déploiement de projets d'EnR.

Ainsi les collectivités territoriales sont tenues de développer les EnR en mobilisant leurs compétences directes (équipements publics, bâtiments, distribution d'eau et d'énergie, ...) et leur responsabilité légale d'organisation et de planification (PLU, SCoT, ...). Dans le cas de la présente feuille de route, elles peuvent ainsi définir les parcelles de terrain disponibles pour l'implantation de centrales solaires au sol, soutenir financièrement des projets en accordant des subventions ou mobiliser les acteurs locaux à investir dans des projets solaires.

B. Portage du projet

Les porteurs de projets peuvent être de profils différents tels que présentés dans la Figure 1. Ils déterminent la gouvernance du projet (voir partie IV.).



Figure 1 : Différents profils possibles de portage de projet



II. Identification de sites

Comme pour toute construction ou installation de toute nature, la mise en place de panneaux solaires doit obéir aux règles applicables à l'utilisation des sols organisées par le document d'urbanisme et les servitudes d'utilité publique.

Il conviendra de vérifier au cas par cas la compatibilité du projet avec les servitudes d'utilité publique et le document d'urbanisme applicable sur la commune : Plan Local d'Urbanisme (PLU), Plan d'Occupation des Sols (POS)¹ ou carte communale.

Il n'existe pas de tarif d'achat pour les projets de centrales solaires au sol situés en zone agricole ou naturelle. Certains territoires, comme ceux des Parcs Naturels Régionaux (PNR) proscrivent également l'implantation de ces projets en zone naturelle et agricole.

A. Si la commune possède un PLU ou un POS

Dans le cas où la commune bénéficie d'un PLU ou d'un POS, la sélection d'un site compatible avec un projet solaire au sol est détaillée dans le *Tableau 1*.

Tableau 1 : Cas de figures possibles si la commune possède un PLU ou un POS

Zone urbaine (U) / à urbaniser (AU) (PLU) ou zone d'urbanisation future (NA) (POS)	Si la zone est à usage d'activité	Implantation possible à condition que la commune n'étende pas ses surfaces de zones d'activités pendant la durée du POS
	Si la zone n'est pas à usage d'activité	Implantation impossible → rendue possible par modification du PLU / POS en mentionnant l'autorisation pour l'implantation d'une centrale solaire
Zone urbanisée (NB) (POS)	Si le règlement l'autorise (peu probable)	Implantation possible
	Si le règlement ne l'autorise pas	Implantation impossible → rendue possible sous réserve d'une étude d'impact favorable et d'une révision du POS en mentionnant l'autorisation pour l'implantation d'une centrale solaire

¹ Le Chapitre IV du code de l'urbanisme prévoit que les POS qui n'ont pas été mis en forme de PLU au 31/12/2015 sont caducs, sauf à avoir engagé une procédure de révision avant cette date. Les délais sont de nature à ce que la très grande majorité des POS aient été mis en compatibilité au 31/12/2018.

Zone naturelle (N) (PLU) ou zone protégée (ND) (POS)	Si le terrain est pertinent pour l'implantation d'une centrale solaire	Implantation impossible → peut-être rendue possible sous réserve d'une étude d'impact favorable et, si la levée de l'interdiction de l'implantation d'une centrale solaire s'impose, d'une modification simplifiée du PLU / POS Zone A (PLU) ou NC (POS)
Zone agricole (A) (PLU) ou zone agricole (NC) (POS)	Si le terrain est pertinent pour l'implantation d'une centrale solaire	Implantation impossible → une révision ou une révision simplifiée du POS / PLU s'impose si on veut faire évoluer cette impossibilité.

NB : La catégorie zone urbanisée disparaîtra avec les POS.

B. Si la commune possède une carte communale ou n'a pas de document d'urbanisme

Dans ce cas de figure, la commune est soumise au règlement national d'urbanisme (RNU, Chapitre 1^{er} du code de l'urbanisme) (voir *Tableau 2*).

Tableau 2 : Cas de figures possible si la commune ne possède pas de PLU/POS et a une carte communale

Zone située dans un secteur urbanisé ou constructible	Implantation possible
Zone située en-dehors d'un secteur urbanisé ou constructible	Implantation possible dans la mesure où une centrale solaire est considérée comme une construction nécessaire à des équipements collectifs

Pour plus d'informations sur les documents d'urbanisme et la maîtrise du foncier, aller à **la partie V. A.**



III. Modèles d'affaires

A. Mode de valorisation

1. Valorisation de l'électricité hors dispositif de soutien

a) Vente totale de gré-à-gré

Dans le cas d'un contrat de gré-à-gré, les parties discutent entre elles et définissent elles-mêmes leurs conditions de vente et d'achat. Il s'agit d'un procédé de vente directe qui obéit à un contrat entre le producteur et l'acheteur.

L'acheteur peut choisir d'inscrire l'électricité achetée dans son périmètre d'équilibre s'il est fournisseur, ou bien de l'intégrer dans ses volumétries négociées sur le marché européen de l'électricité si c'est un agrégateur.

Il est intéressant de considérer que pour une installation solaire photovoltaïque au sol, ce mécanisme peut être combiné quand cela est possible avec l'obligation d'achat : celle-ci couvre les 20 premières années d'exploitation et le gré à gré encadre les 10 dernières années. Ceci permet d'apporter plus de souplesse au modèle économique et d'atteindre un coût du kWh plus compétitif.

b) Autoconsommation individuelle

Aujourd'hui, l'autoconsommation ne permet que rarement une indépendance totale vis-à-vis d'un réseau national bien maillé. En effet, pour se déconnecter totalement, il s'agirait de disposer des capacités nécessaires de production et de stockage, difficiles à obtenir en l'état des capacités économiques. Dès lors, la majorité des systèmes en autoconsommation alterne entre des périodes d'autoconsommation pure et des périodes d'injection/de soutirage sur le réseau public d'électricité. L'électricité excédentaire continue d'être injectée sur le réseau local, cette production pouvant être valorisée de plusieurs manières.

Dans le cas des parcs solaires au sol, il est entendu dès lors que le site de production est à proximité immédiate d'un site de forte consommation (industrie, station d'épuration, ...), y compris dans le cadre des réseaux privés (cf.III.A.1.d)).

Dans tous les cas d'injection sur le réseau

Le législateur a garanti la possibilité pour les autoconsommateurs d'injecter leurs surplus sur le réseau public. Ce droit d'accès au réseau public de transport et de distribution est visé à l'article L. 111-19 du Code de l'énergie et s'impose aux gestionnaires de ces réseaux.

Dans ce cadre, il résulte de la délibération de la CRE du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet

d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité, que chaque autoconsommateur rattaché au réseau public d'électricité est rattaché à un responsable d'équilibre.

Les responsables d'équilibre sont des opérateurs qui se sont contractuellement engagés auprès du gestionnaire de Réseau de Transport d'Électricité (RTE) à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité consommée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le responsable d'équilibre peut être un fournisseur d'électricité (français ou étranger), un consommateur (site d'un groupe, entreprise désignée par un groupe d'entreprises) ou n'importe quel tiers (banque, courtier...).

En cas d'injection avec cession gratuite (non applicable pour le solaire au sol)

Le législateur prévoit que les injections effectuées dans le cadre d'une opération d'autoconsommation à partir d'une installation de production d'électricité dont la puissance installée maximale est de 3 kW et qui excèdent la consommation associée à cette opération d'autoconsommation sont, à défaut d'être vendues à un tiers, cédées à titre gratuit au Gestionnaire de Réseau Public (GRP) auquel cette installation de production est raccordée et rattachées au périmètre d'équilibre de ce dernier (article D. 315-10 et L. 315-5 du Code de l'énergie).

Cette cession gratuite permet de faciliter les démarches pour les autoconsommateurs qui consomment la majeure partie de leur production. Toutefois un Contrat de Raccordement, d'Accès et d'Exploitation (CRAE) est alors nécessaire et implique de pouvoir mesurer l'électricité injectée soit par le biais du compteur Linky ou par l'installation d'un second compteur.

Le CRAE permet le raccordement de votre installation au réseau, dans la mesure où il détaille les modalités techniques, juridiques et financières de votre raccordement. Il donne le droit d'injecter de l'électricité sur le réseau dans le respect de certaines conditions techniques, juridiques et financières (facturation, comptage, engagements du producteur et d'Enedis...) et précise les dispositions relatives à l'exploitation de votre installation (travaux, maintenance...).

Il ne faut pas confondre le CRAE avec le contrat d'achat d'énergie passé entre vous et l'entreprise qui achète votre production et le contrat qui vous lie avec votre fournisseur d'électricité. Le CRAE vous est envoyé par Enedis en même temps que la proposition de raccordement de votre installation de production. Pour l'accepter, vous devez le renvoyer signé à Enedis, qui pourra alors entreprendre les travaux de raccordement de votre installation de production.

En cas d'injection avec vente du surplus

La vente d'électricité rejoint ici les règles générales qui sont énoncées plus bas. La condition essentielle restant la capacité de raccordement au réseau public de distribution.

c) La contractualisation

L'autoconsommateur est lié au GRP ou à un tiers par des contrats qui diffèrent selon les situations.

En cas d'absence d'injection sur le réseau

En cas de non-injection sur le réseau public d'électricité (pour rappel, situation très limitée dans le cadre de centrales solaires au sol), les autoconsommateurs doivent tout de même signer une convention d'autoconsommation sans injection avec le GRP dans laquelle ils déclarent une installation d'autoconsommation et s'engagent à ne pas injecter d'électricité sur le réseau public d'électricité.

En cas d'injection sur le réseau

Les autoconsommateurs susceptibles d'injecter un surplus doivent, eux, s'acquitter de modalités contractuelles plus complexes. D'une part, cette production excédentaire doit faire l'objet d'un rattachement à un périmètre d'équilibre. D'autre part, du fait d'une puissance de raccordement de l'installation de production aux réseaux supérieures à 36 kVA², l'autoconsommateur et le GRP sont tenus de conclure une convention de raccordement, un Contrat d'Accès au Réseau de Distribution en Injection (CARD-I) et une convention d'exploitation, qui permettent de décrire les engagements respectifs des parties.

De nombreux autoconsommateurs sont également liés par un contrat avec le tiers auquel ils ont convenu de vendre le surplus. Il peut s'agir par exemple :

- d'un acheteur obligé (EDF ou entreprises locales de distribution) au sens de l'article L. 314-1 du Code de l'énergie,
- d'un agrégateur,
- ou d'EDF dans le cadre d'un contrat offrant un complément de rémunération au sens de l'article L. 314-18 du Code de l'énergie.

Ces contrats seront cumulatifs avec ceux signés avec le GRP.

Le *Tableau 3* récapitule l'ensemble des démarches de contractualisation, certaines n'étant pas applicables pour le cas des centrales solaires au sol.

² Un document contractuel unique regroupant ces documents est accessible aux propriétaires d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA : il s'agit du CRAE

Tableau 3 : Type de contractualisation en cas d'injection sur le réseau

	Autoconsommation totale	Autoconsommation partielle
Type de convention de raccordement selon les situations	Convention d'autoconsommation sans injection	Contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation (CRAE)
	Avec le GRP	Avec le GRP
	Pour les installations de puissance inférieure ou égale à 36 kVA	Pour les installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA
		Convention de raccordement, un contrat d'accès au réseau de distribution en injection (CARD-I) et une convention d'exploitation
		Avec le GRP
		Pour les puissances de raccordement de l'installation de production aux réseaux en BT ou HTA strictement supérieures à 36 kVA
Rattachement à un périmètre d'équilibre	Pour les puissances installées inférieures à 3 kW, le GRP assume ce rôle	Pour les puissances installées inférieures à 3 kW, le GRP assume ce rôle
Contrat pour la vente du surplus : peut passer par différents types de conventions		Si cession à titre gratuit alors CRAE remplit ce rôle
		Convention avec un acheteur obligé au sens de l'article L.314-1 du Code de l'énergie
		Convention avec un agrégateur
		Convention avec le GRP dans le cadre d'un contrat offrant un complément de rémunération au sens de l'article L.314-18 du Code de l'énergie

Autoconsommation collective

Selon l'article L. 315-2, « l'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension ».

Contrairement à l'autoconsommation individuelle, l'énergie autoconsommée collectivement transite bien par le réseau basse tension. La notion de « points de soutirage et d'injection situés en aval d'un

*même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension » a été choisie aux termes de longs débats précédant la loi de ratification de l'ordonnance à l'Assemblée nationale et au Sénat. **Cette notion a pour conséquence directe que la puissance des installations en autoconsommation collective est limitée à 250 kVA.***

*Si les débats parlementaires avaient pour but d'élargir le plus possible les projets pouvant entrer dans la définition d'une opération d'autoconsommation, il n'est pas certain que cette limitation de puissance était voulue. Dès lors, **on peut espérer une modification du texte afin d'en élargir le champ d'application.***

Les garanties d'origine

Les autoconsommateurs peuvent bénéficier de garanties d'origines (article L. 314-14 du Code de l'énergie). Le système de garanties d'origine permet de labelliser la production d'électricité afin de montrer au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'électricité est d'origine renouvelable ou produite par cogénération.

Un organisme est désigné par l'autorité administrative pour assurer la délivrance, le transfert et l'annulation des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Il établit et tient à jour un registre électronique des garanties d'origine qui est accessible au public.

L'organisme délivre aux producteurs qui en font la demande des garanties d'origine pour la quantité d'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération. Lorsqu'ils en font la demande, l'organisme délivre des garanties d'origine aux producteurs non raccordés au réseau et aux autoconsommateurs d'électricité issue d'énergies renouvelables ou de cogénération.

Ces garanties leur seront délivrées « *pour la quantité d'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération* » (article L. 314-14 du Code de l'énergie). La totalité de l'électricité produite pourra donc donner lieu à l'obtention de garanties d'origine, qu'elle ait été autoconsommée ou réinjectée sur le réseau public.

Mais, depuis la loi n°2017-227 du 24 février 2017, il n'est plus possible de simultanément valoriser les garanties d'origines et de bénéficier d'un dispositif de soutien à la production d'énergie de source renouvelable :

« L'électricité produite à partir de sources renouvelables ou de cogénération et pour laquelle une garantie d'origine a été émise par le producteur ne peut ouvrir droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération dans le cadre des contrats mentionnés aux articles L. 121-27, L. 311-12, L. 314-1, L. 314-18 et, le cas échéant, L. 314-26 » (article L. 314-14 du Code de l'énergie, alinéa 3).

Les conséquences pour les différents cas d'autoconsommation sont détaillées dans le *Tableau 4*, en tenant compte encore une fois des spécificités du solaire au sol.

Tableau 4 : Garanties d'origines pour les différents cas d'autoconsommation

Cas de valorisation des garanties d'origines	Cas de bénéfice d'un dispositif de soutien
Un autoconsommateur qui : - autoconsomme l'intégralité de l'électricité produite - ne bénéficie d'aucun dispositif de soutien pourra valoriser les garanties d'origine qu'il obtient.	
Un autoconsommateur qui : - autoconsomme une partie de l'électricité produite, - vend le surplus à un tiers - ne bénéficie d'aucun dispositif de soutien pourra valoriser les garanties d'origine qu'il obtient.	Un autoconsommateur qui autoconsomme l'intégralité ou une partie de l'électricité produite et qui : - soit vend le surplus à un acheteur obligé, - soit bénéficie d'une prime dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat ne pourra pas valoriser de garantie d'origine.
Un autoconsommateur qui : - autoconsomme l'électricité produite, - cède gratuitement au GRP le surplus - ne bénéficie d'aucun dispositif de soutien pourra valoriser les garanties d'origine qu'il obtient.	

d) Raccordement à un réseau privé, les réseaux fermés

L'ordonnance n°2016-1725 du 15 décembre 2016 relative aux réseaux fermés de distribution a introduit de nouvelles dispositions au sein du Titre IV du Livre III du Code de l'énergie : le chapitre IV intitulé « les réseaux fermés de distribution ».

Un réseau fermé de distribution d'électricité est un réseau de distribution qui achemine de l'électricité à l'intérieur d'un site géographiquement limité, c'est-à-dire dans l'enceinte d'un site industriel, commercial ou de partage de service, et qui alimente un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partages de services (article L. 344-1 du Code de l'énergie).

Le gouvernement a limité la possibilité de développement de réseaux fermés de distribution. Pour être considéré comme tel, le réseau doit remplir l'une des 2 conditions suivantes.

Condition 1

L'intégration dans ce réseau des opérations ou du processus de production des utilisateurs est justifiée par des contraintes spécifiques ayant trait à leur technique ou à leur sécurité : cette condition pourra concerner notamment le cas de plusieurs entreprises qui seraient spécialisées dans une étape de la fabrication d'un produit.

Condition 2

Ce réseau distribue de l'électricité essentiellement au propriétaire ou au gestionnaire de réseau ou à des entreprises qui leur sont liées au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce. Le lien entre entreprises tel que décrit à l'article L. 233-3 du Code de commerce correspond à un lien de contrôle. Toute personne, physique ou morale, est considérée comme en contrôlant une autre, selon la définition du Code de commerce :

- Lorsqu'elle détient directement ou indirectement une fraction du capital lui conférant la majorité des droits de vote dans les assemblées générales de cette société ;
- Lorsqu'elle dispose seule de la majorité des droits de vote dans cette société en vertu d'un accord conclu avec d'autres associés ou actionnaires et qui n'est pas contraire à l'intérêt de la société ;
- Lorsqu'elle détermine en fait, par les droits de vote dont elle dispose, les décisions dans les assemblées générales de cette société ;
- Lorsqu'elle est associée ou actionnaire de cette société et dispose du pouvoir de nommer ou de révoquer la majorité des membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance de cette société. Le point essentiel, pour que la notion de contrôle s'applique, est dans la disposition de droits de vote qui permettent à l'entreprise en contrôlant une autre de prendre des décisions et de nommer les organes d'administration, de direction ou de surveillance de l'entreprise contrôlée.

L'exploitation du réseau fermé de distribution d'électricité est confiée à un gestionnaire, désigné par le propriétaire du réseau. Le gestionnaire peut être le propriétaire du réseau lui-même (article L. 344-4 du Code de l'énergie).

Conformément aux dispositions de l'article L. 344-5 du Code de l'énergie, ce gestionnaire est chargé :

- D'assurer la conception et la construction des ouvrages du réseau fermé de distribution d'électricité en s'abstenant de toute discrimination entre les utilisateurs de son réseau ;
- D'exploiter lui-même ce réseau fermé de distribution d'électricité et d'en assurer l'entretien, la maintenance et la sécurité ;
- De veiller, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite et d'assurer la couverture des pertes d'électricité et le maintien d'une capacité de réserve sur son réseau ;
- De fournir aux utilisateurs du réseau qu'il exploite les informations nécessaires à un accès efficace, sous réserve des informations commercialement sensibles ;
- De mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et de favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau qu'il exploite ;

- D'exercer, le cas échéant, les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés au réseau qu'il exploite, sauf lorsque les utilisateurs du réseau fermé de distribution interviennent sur les marchés de l'électricité ou participent à des mécanismes qui nécessitent une contractualisation avec les gestionnaires des réseaux publics.

L'exploitation d'un réseau fermé de distribution d'électricité est subordonnée à la délivrance d'une autorisation administrative (article L. 344-7 du Code de l'énergie). L'autorisation doit être obtenue préalablement à la construction ou à la mise en œuvre du réseau. L'autorisation est délivrée si les conditions propres aux réseaux fermés sont respectées et sous réserve que le gestionnaire du réseau justifie qu'il dispose des capacités techniques et financières requises. L'autorisation fixe la durée pour laquelle elle est délivrée et ne peut excéder 20 ans.

Les réseaux fermés sont soumis aux mêmes obligations que les réseaux publics (article L. 344-5 du Code de l'énergie), à l'exception de :

- l'approbation des tarifs,
- des achats de pertes,
- de la capacité de réserve pour lesquelles la CRE peut octroyer des exemptions (article L. 344-10 du Code de l'énergie).

2. Valorisation de l'électricité via un dispositif de soutien de l'Etat

a) Dispositif de soutien des tarifs d'achat de l'électricité par l'Etat (CRE) (entre 500 kWc et 30 MWc)

Pour les centrales au sol, le mécanisme de soutien de la filière par l'Etat est attribué sous forme de complément de rémunération. Le complément de rémunération est une prime versée à un producteur en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite. Ce complément de rémunération est obtenu par appels d'offres, qui suivent un calendrier sur 3 ans.

Lorsque **les producteurs intéressés en font la demande**, EDF est tenu de conclure un contrat offrant un complément de rémunération pour les installations implantées sur le territoire métropolitain. Le producteur souhaitant bénéficier du complément de rémunération en fait la demande complète à EDF. La constitution du dossier de demande est défini à l'article R. 314-4 du Code de l'énergie.

Ce procédé a été défini par :

- La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte,
- Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du Code de l'énergie et complétant les dispositions du même Code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité,
- Le décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L. 314-21 du Code de l'énergie,
- Et le décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du Code de l'énergie.

Grâce à ce procédé, un producteur d'électricité renouvelable peut choisir de vendre son

électricité directement à la Bourse au lieu de passer par le mécanisme d'obligation d'achat classique, rémunéré par un tarif fixe. Pour cela, le producteur peut faire appel à un opérateur de marché, comme un agrégateur tel que Centrales Next par exemple. Cet opérateur de marché rachète la production de l'exploitant avant de la vendre à la Bourse au moment voulu.

Pour promouvoir la vente directe et permettre aux producteurs d'accéder au procédé, l'Etat a mis en place une aide appelée « complément de rémunération » qui permet aux producteurs d'avoir une vraie alternative au tarif d'obligation d'achat. Les producteurs d'électricité d'origine renouvelable auront des sources de revenus multiples pour leur production dont :

- La vente sur le marché comptant,
- Le complément de rémunération qui servira de tampon et de garantie pour garder une visibilité sur l'équilibre économique des projets, composé d'une prime à l'énergie et d'une prime de gestion.

L'autoconsommation individuelle ou collective est aujourd'hui favorisée pour les projets de petite puissance. La suite du document fait état des possibilités actuelles d'autoconsommation pour les projets de petite et moyenne taille. Elles ne sont pour le moment pas applicables aux projets solaires au sol > 250 kWc mais la réglementation évolue rapidement et pourrait s'inspirer de ces dispositifs.

Pour en savoir plus sur le complément de rémunération :

<http://www.photovoltaique.info/Complement-de-remuneration.html>

Dans le cas des appels d'offres avec complément de rémunération, le calcul du complément de rémunération sera simplifié : il correspondra à la différence entre le tarif de référence proposé par le candidat (et incluant les coûts de gestion et revenus de capacité) et le prix de marché de référence.

L'appel d'offres n° 2016/S 148-268152 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc » dit CRE4-sol a été lancé le 24 août 2016 pour les années 2017-2020. Cet appel d'offre contient 6 échéances pour le dépôt des candidatures (6 périodes par tranche de 500 MWc).

Pour candidater, le porteur de projet doit répondre à un cahier des charges en ligne sur le site de la CRE (<http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-au-sol-de-puissance-comprise-entre-500-kwc-et-30-mwc>).

b) Bonification

Pour bénéficier du bonus participatif dans le cadre des appels d'offre de l'Etat gérés de la CRE, les conditions fixées sont les suivantes :

Condition 1 : 40% des fonds propres ou 40% du financement total doivent être levés conjointement ou distinctement auprès de 20 investisseurs (personnes physiques, ou collectivités territoriales ou groupement de collectivités). Dans le cas de personnes physiques, celles-ci doivent résider dans le département du projet ou limitrophe.

Condition 2 : les investisseurs doivent être engagés à la mise en service du projet et pour un minimum de 3 ans.

Si ces conditions sont respectées, le projet se voit accorder pour 20 ans un bonus de 3 à 5 € par MWh. En revanche, si le projet est retenu mais que ces conditions ne sont pas réunies, le bonus se transforme en malus de 3€ (le flou demeure sur les modalités de contrôle et la régulation des abus). Selon le projet, une prime de 3€ par MWh peut représenter jusqu'à 5% de chiffre d'affaire en plus pendant 20 ans. Dans un contexte de diminution des marges inhérent aux enchères, il est difficile d'éviter l'afflux de projets se disant *participatifs*.

Pour plus d'informations : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/solaire#e3>

En fonction du mode de valorisation, le choix technique sera à repenser.



IV. Gouvernance et statuts

La question de la gouvernance renvoie à la forme de l'implication citoyenne dans un projet de centrale solaire au sol. Celle-ci peut prendre la forme d'une participation au financement seul d'un projet ou d'une participation au financement et à la gouvernance d'un projet. Cette différence fondamentale, souvent insuffisamment appréhendée, correspond à 2 approches différentes dans le développement des projets. Dans le cas d'un financement citoyen sans accès à la gouvernance, on est, du côté du porteur du projet, sur la recherche d'un apport de liquidités (l'épargne citoyenne fait office de levier financier essentiellement) tandis que du côté du citoyen, on est sur l'attente d'un retour financier (équivalent à un placement). Lorsque le financement citoyen s'accompagne par contre d'une participation à la gouvernance à travers l'octroi de droits de vote dans une société, le sens même du projet diffère. Il s'agit là de donner une partie du pouvoir aux citoyens : ils peuvent jouer un rôle dans les décisions, orienter les choix, porter un risque et des responsabilités. On peut dans ce cas identifier différents degrés de participation à la gouvernance selon que la participation citoyenne dispose de plus ou moins de poids dans les décisions concernant le projet.

« Etude du cadre législatif et réglementaire applicable au financement participatif des énergies renouvelables » réalisé par Noémie Poize pour l'ADEME et Rhônalpénergie-Environnement : [consultable ici](#)

A. Les montages juridiques classiques

1. La Société par actions simplifiée (SAS)

a) Avantages – Inconvénients de la SAS

La création d'une société par actions simplifiées peut être envisagée pour la société de projet qu'il est projeté de créer compte tenu de la souplesse de fonctionnement et de la liberté importante accordée aux associés dans l'organisation.

La SAS permet en effet d'éviter les formalités plus lourdes imposées dans le cadre d'une société par actions et limite la responsabilité des associés à la proportion de la part qu'ils ont apporté dans le capital social. Aucune disposition législative ou réglementaire n'encadre la participation d'une collectivité publique à une SAS.

Les avantages de ce mode de fonctionnement sont de plusieurs ordres :

- L'absence d'encadrement législatif sur la participation d'une collectivité publique à une SAS accorde une grande souplesse dans l'aménagement de la gouvernance et de la participation au capital de la société.
- Il n'existe également pas d'obligation de prévoir une minorité de blocage au profit de la personne publique dont la participation peut être parfaitement symbolique et sans risques financiers majeurs.
- La facilité de création : pas de capital de départ minimum, pas de nombre d'associés

minimum.

- La possibilité d'avoir des actionnaires, personnes physiques ou morales, de droit privé uniquement (sauf, de façon exceptionnelle, une collectivité sur décret du Conseil d'État).
- La possibilité de définir un capital variable dans les statuts.
- La liberté donnée dans l'attribution des pouvoirs : la gouvernance est définie dans les statuts. Elle peut notamment prévoir de dissocier les droits de vote du capital détenu et organiser librement la répartition du pouvoir. Une gouvernance de type coopératif est donc possible.
- La liberté donnée dans l'exercice du pouvoir : seule la nomination d'un Président est obligatoire. Il peut être une personne physique ou morale. Les conditions de son exercice sont entièrement décrites dans les statuts. Un organe de gestion peut être mis en place mais il est facultatif.

L'inconvénient relatif à cette structure relève de l'absence d'encadrement législatif puisqu'il induit inévitablement une insécurité juridique. Par ailleurs, il est possible que la minorité de blocage soit une condition substantielle pour qu'une collectivité accepte de participer à la SAS.

b) Le pacte d'associés

Une association de citoyens pourra participer à la SAS en prenant des parts dans le capital. Les statuts devront prévoir les conditions de cette participation.

En cas de participation minoritaire de l'association dans le capital de la SAS, il est conseillé de rédiger un pacte d'associés permettant de garantir à celle-ci un pouvoir d'action dans la gouvernance de la société.

2. La Société coopérative d'intérêt collectif (SCIC)

La Société Coopérative d'Intérêt Collectif (SCIC) est constituée sous forme de SARL, de SA ou de SAS. Elle permet d'associer autour d'un même projet des acteurs multiples (collectivités, bénévoles, usagers, entreprises, associations, etc.). Elle doit pouvoir justifier dans son objet qu'elle répond à un intérêt collectif et a un caractère d'utilité sociale.

On compte un certain nombre de SCIC dans les projets participatifs de production d'ENR, principalement dans les filières photovoltaïque et bois énergie. Ces projets sont en général constitués en vue de développer plusieurs unités de production à court ou moyen termes, sans attente particulière de reversement de dividendes de la part des associés.

a) Constitution du capital

Les SCIC SA doivent être constituées avec un capital de départ supérieur à 18 500 €. La SCIC SARL n'a pas de capital de départ minimum mais doit être constituée avec un nombre d'associés compris entre 3 et 100. La SCIC SAS quant à elle n'a aucun seuil plancher, ni pour le capital de départ, ni pour le nombre d'associés.

Les collectivités peuvent participer au capital jusqu'à hauteur de 50 %. Elles ne peuvent cependant pas souscrire de compte courant d'associé ou de titres participatifs.

Dans le cas d'un multi-sociétariat, les associés doivent se répartir en au moins 3 catégories, définies dans les statuts. Il doit obligatoirement y avoir une catégorie de « bénéficiaires » et une catégorie de « salariés » ou, à défaut, de « producteurs de biens et services ».

b) Organisation du pouvoir

Les statuts sont obligatoirement coopératifs (1 homme = 1 voix). Le sociétariat peut être organisé en collèges et il est possible de pondérer les droits de vote par collège. Si l'on a un collège de collectivités, le jeu de pondération peut ainsi conduire à un renforcement significatif du pouvoir de ce collège, sans toutefois devenir majoritaire.

c) Gestion financière

L'objectif n'est pas lucratif, la loi impose en effet que plus de 57,5 % des bénéfices soient mis en réserves impartageables et que les dividendes ne soient pas rémunérés à un taux supérieur au Taux Moyen de Rendement des Obligations (TMRO).

d) Avantages – Inconvénients

Le *Tableau 5* synthétise les avantages et les inconvénients d'une SCIC.

Tableau 5 : Synthèse des points forts et points faibles d'une SCIC

Avantages	Inconvénients
- Associe autour d'un même projet des acteurs multiples et variés - Participation de tous les associés, la part des capitaux publics ne pouvant dépasser 20% du capital de la SCIC - Personnalité morale - La SCIC peut recourir à d'autres montages juridiques et notamment répondre à des appels d'offres	- Inconvénients d'une forme coopérative : répartition du pouvoir sur la base du principe 1 personne = 1 voix (possibilités de blocages), implication de chaque associé dans la gestion de la société (lourdeur des prises de décision), un but non lucratif (réinvestissement dans l'activité de tous les excédents, d'où l'intérêt d'élargir le champ d'activité à la maîtrise de l'énergie
- Avantages d'une SA ou d'une SARL : grande souplesse et rapidité d'action (comptabilité analytique, etc.) - Poursuite d'un intérêt collectif et d'un objectif d'économie sociale, poursuite d'un but non lucratif, maintien des résultats dans l'entreprise sous forme de réserves impartageables	- Faible contrôle et gestion minoritaire de la société par les personnes publiques - Lourde fiscalité applicable aux sociétés commerciales et démarches administratives lourdes relatives à la création de la SA ou de la SARL - Respect des obligations de publicité et de mise en concurrence

B. Quand la personne publique est porteuse de projet

Les communes, les départements et les régions, sur leurs territoires respectifs, ainsi que les établissements publics, sur les territoires des collectivités territoriales qui en sont membres, peuvent aménager, exploiter, faire aménager ou faire exploiter des installations de production d'électricité photovoltaïque (article L. 2224-32 du CGCT). L'activité de production d'électricité photovoltaïque exercée par une collectivité territoriale constitue une activité de service public à caractère industriel et commercial. Dès lors, ces personnes publiques peuvent être porteuses de projets / membres de la société de projet.

Plus d'informations : Guide pratique « Les collectivités territoriales, parties prenantes des projets participatifs et citoyens d'énergie renouvelable » d'Energie partagée.

1. La gestion directe (régie)

Dans le cas d'une gestion directe, la personne publique fait et investit directement. Ce montage est généralement approprié pour la production d'énergie solaire dont le projet ne nécessite pas un large foncier et une capacité d'investissement importante (voir *Tableau 6*).

La gestion directe peut apparaître sous 3 formes distinctes, en fonction du degré d'autonomie de la régie :

- La régie directe (peu d'autonomie, financement découlant du budget de la personne publique) ;
- La régie autonome (autonomie financière, budget propre) ;
- La régie personnalisée (autonomie financière, budget propre + personnalité morale).

Tableau 6 : Synthèse des points forts et points faibles d'une gestion directe

Avantages	Inconvénients
- Contrôle et gestion complète de l'activité par la personne publique - Liberté de décision et d'action	- Respect des règles des marchés publics - Pleine responsabilité de l'exploitation - Budget à constituer

2. La création d'une personne morale

Dans le cas où le(s) porteur(s) de projet souhaite(nt) constituer une personne morale, la personne publique s'associe et investit directement.

La personne publique qui désire s'associer pour mener à bien son projet, peut choisir de créer une société dédiée. Les capitaux sont alors exclusivement ou majoritairement publics, afin de confier à la

personne publique tout ou partie de la gestion du projet énergétique.

La personne publique peut également décider de participer moins directement à un projet énergétique et d'investir dans le capital d'une société privée (SA, SARL, société par actions simplifiées, etc.).

a) La Société publique locale (SPL)

La SPL est une société anonyme (SA) à capital exclusivement public, compétente pour réaliser des opérations d'aménagement, de construction, ou pour exploiter des SPIC, ou toutes autres activités d'intérêt général. Elle ne peut être créée que par des collectivités territoriales et leurs groupements, qui en sont les actionnaires (voir *Tableau 7*).

La SPL n'exerce son activité que pour le compte de ses actionnaires sur le territoire des collectivités et des groupements de collectivités concernés.

Tableau 7 : Synthèse des points forts et points faibles d'une SPL

Avantages	Inconvénients
- Gestion et contrôle de l'activité - Personnalité morale (peut signer des contrats, être propriétaire de biens, emprunter de l'argent, agir en justice, etc.) - Avantages d'une SA : souplesse et rapidité d'action (comptabilité analytique, salariés de droit privé, etc.) - La SPL peut assurer entièrement l'activité (commune + PNR) ou recourir à d'autres montages juridiques (filiale chargée de porter le projet par exemple pouvant comprendre le collectif, un bureau d'études) et notamment répondre à des appels d'offres - Pas de mise en concurrence pour les contrats conclus entre la SPL et ses actionnaires	- Apporter les fonds publics nécessaires pour que le capital de la SPL soit exclusivement public - Lourdes fiscalité et démarches administratives applicable aux sociétés commerciales

b) La Société d'économie mixte (SEM)

Les SEM sont des sociétés anonymes ayant comme principal but de réunir dans une même société capitaux publics (de 51% à 85%) et capitaux privés (de 15 à 49%). La création d'une SEM a donc comme intérêt de réunir des capitaux publics et privés.

L'objet social de la SEM doit répondre aux obligations légales liées aux compétences des collectivités actionnaires de la SEM et couvrir un certain type d'activité. La production d'électricité à partir d'EnR doit donc correspondre aux compétences adéquates des collectivités actionnaires (voir *Tableau 8*).

Deux types d'associés sont obligatoires pour créer une SEM :

Associés 1: les actionnaires collectivités territoriales et leurs groupements qui doivent détenir plus de la moitié du capital social (50% et une action) et des voix dans les organes délibérants dans une limite de 85%.

Il s'agit des communes, départements et régions d'une part, et des établissements publics de coopération intercommunale, interdépartementale ou interrégionale, des syndicats mixtes d'autre part.

Associés 2: les actionnaires autres que les collectivités territoriales et leurs groupements

Condition même de l'économie mixte, l'actionnariat d'au moins une personne privée est impérative, elle représente entre 15% (ne peut être inférieur) et 49% du capital social. Ces personnes privées peuvent être des personnes morales (SEM, association, sociétés commerciales, société civile) ou physiques, notamment des citoyens.

Enfin, une SEM est assujettie aux procédures spécifiques de mise en concurrence. Le montant du capital social minimum pour créer une SEML est de 37 000 € (22 500 € si appel public à l'épargne).

Tableau 8 : Synthèse des points forts et points faibles d'une SEM

Avantages	Inconvénients
- Gestion et contrôle de la société assurés majoritairement par les actionnaires publics - Personnalité morale - Avantages d'une SA - La SEM peut assurer entièrement l'activité ou recourir à d'autres montages juridiques, et notamment répondre à des appels d'offres - Participation d'actionnaires privés au capital de la société	- Participation financière à une partie majoritaire du capital de la société par les personnes publiques - Gestion et contrôle de la société partagée - Lourde fiscalité applicable aux sociétés commerciales et démarches administratives de création - Respect des obligations de publicité et de mise en concurrence

c) SEMOP

Les SEM à opération unique (SEMOP) réunissent au sein d'une même société une ou plusieurs collectivités territoriales et au moins un opérateur économique. Elles sont constituées pour une durée limitée, correspondant à l'exécution d'un projet unique, dont l'objet doit avoir trait à une opération de construction ou d'aménagement ou à la gestion d'un service public ou à l'exécution d'une opération d'intérêt général relevant de la compétence de la collectivité territoriale impliquée.

Les collectivités peuvent détenir entre 34 % et 85 % du capital et au moins 34 % des voix dans les organes de gestion, ce qui constitue une différence significative avec les SEM dont elles suivent sinon les principales règles de fonctionnement. A l'issue du projet pour lequel elle a été constituée, la SEMOP est dissoute.



V. Foncier

A. Statut juridique du terrain

1. La règle de droit

Comme pour toute construction ou installation de toute nature, la mise en place de panneaux solaires doit obéir aux règles applicables à l'utilisation des sols organisées par le document d'urbanisme et les servitudes d'utilité publique.

Il conviendra de vérifier au cas par cas la compatibilité du projet avec les servitudes d'utilité publique et le document d'urbanisme applicable sur la commune : Plan Local d'Urbanisme (PLU) ou Plan d'Occupation des Sols (POS) ou carte communale.

2. Le statut juridique du terrain au regard de l'urbanisme

Deux situations doivent être distinguées :

- La commune concernée possède un PLU ou POS (a),
- La commune possède une carte communale ou n'a pas de document d'urbanisme (b).

a) La commune possède un PLU

En l'état actuel de la réglementation, aucun zonage PLU n'est spécifiquement prévu pour l'implantation de projets de ce type. Aussi l'adaptation du document d'urbanisme par la commune ou l'intercommunalité peut s'avérer nécessaire.

La Caisse des dépôts a réalisé une fiche « territoire conseil » sur les plans locaux d'urbanisme intercommunaux et la transition énergétique :

<https://www.caissedesdepotsdesterritoires.fr/cs/BlobServer?blobkey=id&blobnocache=true&blobwhere=1250170889569&blobheader=application%2Fpdf&blobcol=urldata&blobtable=MungoBlobs>

Implantation du projet en zones urbanisée (U)

Les zones urbanisées sont des zones où les équipements publics existants en cours de réalisation ont une capacité suffisante pour desservir les constructions à planter. Là encore, le caractère de ces zones ne cadre pas spécifiquement avec l'implantation de parcs photovoltaïques sauf si celles-ci prévoient l'implantation d'activités industrielles.

b) La commune possède une carte communale ou n'a pas de document d'urbanisme

Comme abordé dans la *partie II.B* du présent document, une commune ne possédant pas

de PLU ou de POS est soumise au règlement national d'urbanisme (RNU). Dans ce cas de figure, l'implantation d'une centrale solaire au sol est possible pour une zone située dans un secteur urbanisée ou en-dehors d'un secteur urbanisé.

3. Le statut juridique du terrain au regard des enjeux environnementaux et patrimoniaux

Les enjeux environnementaux recouvrent des enjeux patrimoniaux (exemple : préservation du paysage), des enjeux liés à la biodiversité ainsi que des enjeux relatifs au foncier forestier.

Dans un secteur protégé avec ou sans covisibilité, l'Architecte des Bâtiments de France (ABF) formule un avis sur toutes les demandes de travaux. Selon le cas de figure, l'avis est dit « simple » ou « conforme ».

En cas d'avis simple, l'autorité qui accorde l'autorisation n'est pas liée par l'avis de l'ABF : elle peut passer outre et engage en ce cas sa propre responsabilité (ouvre la possibilité d'attaquer l'autorisation qui peut être annulée par le tribunal administratif). L'avis conforme, en revanche, est d'application obligatoire.

Le document « Installations photovoltaïques au sol : guide de l'étude d'impact » réalisé par le Ministère de l'écologie détaille l'ensemble des enjeux. Vous pouvez le consulter librement : https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Guide_EI_Installations-photovolt-au-sol_DEF_19-04-11.pdf

a) Exigences de protection du patrimoine naturel et paysager

Pour les projets de centrales photovoltaïques, soumis à permis de construire, plusieurs périmètres réglementaires sont à prendre en compte.

- ⇒ Zone située au sein d'un périmètre de site classé : Implantation possible sous réserve d'une autorisation ministérielle (MEEDDM)
- ⇒ Zone située au sein d'un périmètre en covisibilité d'un monument historique : Implantation possible sous réserve de l'avis conforme de l'ABF.
- ⇒ Zone située au sein d'un périmètre hors covisibilité d'un monument historique / Zone située au sein d'une zone de protection du patrimoine architectural, urbain et paysager (ZPPAUP) ou d'une aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine (AMVAP) / Zone située au sein d'un périmètre de site inscrit : Implantation possible sous réserve de l'avis simple de l'ABF.

En-dehors de ces conditions réglementaires à respecter, il convient également de proposer un traitement paysager particulier qui permettra de réduire l'impact visuel.

b) Exigences de protection de la biodiversité

Pour tout projet de centrale, le choix d'un secteur naturel doit être justifié. Il convient dès lors de fournir des éléments concrets sur la nature des impacts, notamment au travers de l'étude d'impacts.

Par ailleurs, pour les projets de centrales photovoltaïques, soumis à permis de construire, plusieurs périmètres réglementaires sont également à prendre en compte (voir *Tableau 9*).

Tableau 9 : Périmètres à prendre en compte

Localisation	Contraintes
Périmètre de site classé ou inscrit Réserve biologique intégrale (RBI) Forêt de protection Espace naturel sensible (ENS) Périmètre de protection immédiate d'un captage d'eau potable	Implantation impossible
Réserve naturelle Zona Natura 2000 (ou à proximité)	Implantation déconseillée compte tenu de la lourdeur de la procédure : 1) Pour les réserves : avis du comité consultatif local, du CNPN puis décision ministérielle 2) Dans les sites Natura 2000 : si l'évaluation d'incidences révèle que le projet a une incidence notable sur les objectifs de conservation du site, seule la qualification d'intérêt public majeur peut permettre à l'administration d'autoriser sa réalisation. Cette possibilité disparaît si des espèces ou des habitats prioritaires sont impactés
ZNIEFF de type I Zone humide, tourbière (périmètre 1 : site seul) Zone de « pelouse sèche » inventoriée sous maîtrise d'ouvrage du département	Implantation déconseillée (exigence de qualité des inventaires, de l'étude d'impact et des mesures compensatoires à la hauteur des enjeux)
PNR ZNIEFF de type II Espace naturel sensible (ENS) potentiel Bassin versant d'une tourbière (périmètre 2) Périmètre de protection rapprochée d'un captage d'eau potable	Implantation possible sous réserve : l'avis des collectivités concernées est déterminant ainsi que les résultats de l'étude d'impact
Zone à proximité de vestiges archéologiques	Implantation possible sous réserve

Nous attirons également votre attention sur la nécessité de prendre en compte :

- Le **foncier forestier** dont l'implantation peut s'avérer impossible ou possible sous réserve et où les défrichements sont strictement réglementés (voir *Tableau 10*).

Tableau 10 : Autorisation de défrichement pour implanter du photovoltaïque en fonction de la taille du boisement

Taille du massif	Défrichement photovoltaïque
< 100 ha	Refus
101 à 1 000 ha	3% max
1 001 à 10 000 ha	2% max
> 10 000 ha	1% max

- Les **risques naturels et d'incendie** : de manière générale, il convient d'éviter les sites soumis à des risques naturels forts en identifiant préalablement les zonages des plans de prévention des risques naturels (PPRN) et d'incendie (PPRIF) ; l'implantation de centrales en secteurs exposés au risque doit être strictement encadrée.

B. Régime d'autorisation des centrales photovoltaïques au sol

1. Étapes et documents nécessaires selon la taille du projet

Les secteurs protégés concernent les secteurs sauvegardés, les sites classés, les réserves naturelles, le cœur d'un parc naturel national (voir *Tableau 11*).

Tableau 11 : Extrait du document « Le développement de l'énergie solaire photovoltaïque » - DREAL Pays de la Loire

Puissance	3 kWc → 250 kWc		
En secteur protégé	Déclaration préalable	Permis de construire	Permis de construire
Cas général	Déclaration préalable	Déclaration préalable	Étude d'impacts
	Sans formalité (respect du PLU) si hauteur de l'installation > 1,8 m		Enquête publique
			Avis de l'autorité environnementale

2. Instruction par les services de l'Etat

a) Projet d'une puissance 3 kWc < 250 kWc

Tableau 12 : Démarches administratives pour une puissance de 3 à 250 kWc

	Procédure d'urbanisme	Pièces à fournir	Service instructeur avec document d'urbanisme*	Service instructeur sans document d'urbanisme (RNU)	Délai de l'instruction
Hors secteur sauvegardé					
>50 % destiné à l'autoconsommation	déclaration préalable	Cerfa 13404	maire	préfet	1 mois
<50 % destiné à l'autoconsommation	déclaration préalable	Cerfa 13404	préfet	préfet	1 mois
En secteur sauvegardé					
>50 % destiné à l'autoconsommation	permis de construire	Cerfa 13409	maire	préfet	3 mois
<50 % destiné à l'autoconsommation	permis de construire	Cerfa 13409	préfet	préfet	3 mois

* Documents d'urbanisme : carte communale, POS, PLU...

b) Projet d'une puissance > à 250 kWc

Tableau 13 : Démarches administratives pour une puissance > 250 kWc

	Procédure d'urbanisme	Pièces à fournir	Service instructeur avec document d'urbanisme*	Service instructeur sans document d'urbanisme (RNU)	Délai de l'instruction
>50 % destiné à l'autoconsommation	permis de construire	Cerfa 13409	maire	préfet	2 mois après réception des conclusions du commissaire enquêteur

	Procédure d'urbanisme	Pièces à fournir	Service instructeur avec document d'urbanisme*	Service instructeur sans document d'urbanisme (RNU)	Délai de l'instruction
<50 % destiné à l'autoconsommation	permis de construire	Cerfa 13409	préfet	préfet	2 mois après réception des conclusions du commissaire enquêteur

3. Constructions et installations nécessaires au fonctionnement des centrales photovoltaïques

Les ouvrages et accessoires des lignes de distribution d'énergie électrique sont soumis à déclaration préalable si la tension est inférieure à 63 000 volts (article R. 421-9, d du Code de l'urbanisme) et à un permis de construire au-delà.

De même, les constructions parmi lesquelles peuvent figurer les postes de raccordement sont elles aussi soumises à déclaration préalable lorsqu'elles ont une emprise au sol ou une surface de plancher supérieure à 5 m² et répondent à ces critères cumulatifs : une hauteur au-dessus du sol inférieure ou égale à 12 m, une emprise au sol inférieure ou égale à 20 m² et une surface de plancher inférieure ou égale à 20 m² (article R. 421-9, d du Code de l'urbanisme) et à un permis de construire au-delà.

Pour ce qui concerne les lignes électriques et les postes de livraisons, ces installations sont incluses dans la demande de PC.

En aval du poste de livraison, les démarches sont régies par le code de l'énergie et l'instruction au titre de l'électricité est assurée directement par Enedis suivant l'article R323-25 du code de l'énergie.

4. Construction sur sites dégradés

Le cahier des charges des appels d'offre de la CRE définit comme « dégradés » les sites suivants :

Tableau 14 : Les sites dégradés rentrant dans le cadre des appels d'offre de la CRE (Source : CRE)

Nature du site dégradé	Pièces justificatives à joindre au dossier DREAL
Le site est un ancien site pollué, pour lequel une action de dépollution est nécessaire	Décision du ministre compétent ou arrêté préfectoral reconnaissant ce statut.
Le site est répertorié dans la base de données BASOL	Fiche BASOL du site
Le site est un site orphelin administré par l'ADEME	Décision ministérielle reconnaissant le caractère orphelin du site ou courrier de l'ADEME

Nature du site dégradé	Pièces justificatives à joindre au dossier DREAL
Le site est une ancienne mine ou carrière, sauf lorsque la remise en état agricole ou forestier a été prescrite	Arrêté préfectoral d'exploitation (ou arrêté de fin d'exploitation décrivant l'état final du site)
Le site est une ancienne Installation de Stockage de Déchets Dangereux (ISDD), sauf lorsque la remise en état agricole ou forestier a été prescrite	Autorisation ICPE
Le site est une ancienne Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND), sauf lorsque la remise en état agricole ou forestier a été prescrite	Arrêté préfectoral d'exploitation (ou arrêté de fin d'exploitation décrivant l'état final du site)
Le site est une ancienne Installation de Stockage de Déchets Inertes (ISDI), sauf lorsque la remise en état agricole ou forestier a été prescrite	Arrêté préfectoral d'exploitation (ou arrêté de fin d'exploitation décrivant l'état final du site)
Le site est un ancien terril, bassin halde, ou terrain dégradé par l'activité minière, sauf lorsque la remise en état agricole ou forestier a été prescrite	Arrêté préfectoral d'exploitation ou extrait de l'arrêté PPRM (ou arrêté de fin d'exploitation décrivant l'état final du site)
Le site est un ancien aérodrome ou un délaissé d'aérodrome	Courrier de la DGAC ou du gestionnaire
Le site est un délaissé portuaire routier ou ferroviaire	Courrier du gestionnaire ou acte administratif constatant le déclassement au titre de l'article L. 2141-1 du Code général de la propriété des personnes publiques
Le site est une friche industrielle	Lettre d'un établissement public foncier, ou fiche BASIAS détaillée faisant état d'une visite ou consultation postérieure au 1er janvier 2012 et d'une absence de réaménagement ou d'un réaménagement non agricole ou forestier
Le site est situé à l'intérieur d'un établissement classé pour la protection de l'environnement (ICPE) soumis à autorisation	Autorisation ICPE
Le site est un plan d'eau (installation flottante)	Toute preuve
Le site est en zone de danger d'un établissement SEVESO ou en zone d'aléa fort ou majeur d'un PPRT	Extrait du Plan de Prévention des Risques en vigueur

Pour les projets en site dégradé, il conviendra de se référer aux bases de données BASIAS et BASOL pour connaître l'état du terrain (sites et sols pollués, ICPE, sites industriels, etc.).

La gestion des sites et sols pollués (SSP) repose sur un guide publié *via* une circulaire du 8 février 2007 relative aux installations classées. Le ministère de l'Environnement a actualisé cette méthodologie sous la forme d'une note de la ministre de l'Environnement en date du 19 avril 2017, accompagnée de 2 documents : une introduction à la méthodologie destinées à tous publics et la méthodologie de gestion.

Les secteurs d'information sur les sols (SIS)

Les SIS sont élaborés par les services de l'État sous forme de cartographies à l'échelle du cadastre. Ces cartographies ont pour objet de délimiter des espaces pollués ou potentiellement pollués par d'anciens sites industriels ou anciennes activités de services à fort potentiel de pollution des sols.

Ces cartographies sont validées en préfecture par l'intermédiaire d'un arrêté préfectoral qui liste les communes concernées par au moins un secteur d'information sur les sols. Les préfectures mettent à disposition du public des cartographies communales sur le site dédié à l'Information Acquéreur Locataire (IAL).

Les porteurs de projets solaires en sites dégradés doivent être informés des règles spécifiques relatives, non seulement à l'information par le vendeur mais aussi à la responsabilité du dernier exploitant débiteur de l'obligation de remise en état et/ou du propriétaire du site au titre notamment du trouble anormal de voisinage éventuel.

En cas de modification de l'usage d'un site ayant accueilli une installation classée régulièrement remise en état, le maître d'ouvrage à l'initiative du changement d'usage doit définir et mettre en œuvre des mesures de gestion de la pollution des sols afin d'assurer la compatibilité entre l'état des sols et la protection de la sécurité, de la santé ou de la salubrité publiques, l'agriculture et l'environnement au regard du nouvel usage projeté. La réalisation effective de ces mesures doit être attestée par un bureau d'études certifié dans le domaine des sites et des sols pollués. Cette attestation devra être jointe au dossier de demande de permis de construire ou d'aménager (article L. 556-1 du code de l'environnement).

Installations Classées Pour l'Environnement (ICPE)

Dans le cas des centres d'enfouissement (ICPE à l'arrêt mais suivie en post-exploitation), on peut voir une cohabitation entre le producteur et l'exploitant ICPE. Dans ce cas, l'AP ICPE nécessite d'être complété selon l'article R512-31 du code de l'environnement.

5. Servitudes

Les projets doivent en toute hypothèse être conformes aux différentes règles et servitudes d'utilité publique applicables telles que celles prévues par les PLU, cartes communales ou plans de prévention des risques naturels (PPRN).

Servitudes relatives à la conservation du patrimoine

Ces servitudes s'appliquent au patrimoine naturel (forêts, littoral maritime, eaux, réserves naturelles et parcs nationaux, zones agricoles protégées) et au patrimoine culturel (monuments historiques, monuments naturels et sites, patrimoine architectural et urbain).

Servitudes relatives à l'utilisation de certaines ressources et équipements

Les ressources et équipements visés par ces servitudes peuvent être de différente nature :

- Énergie : électricité, gaz, énergie hydraulique, hydrocarbures et chaleur ;
- Mines et carrières ;
- Canalisations : produits chimiques, eaux et assainissement ;
- Communication : cours d'eau, navigation maritime, voies ferrées et aérotrains, réseau routier, circulation aérienne, remontées mécaniques et pistes de ski ;
- Télécommunications.

Servitudes relatives à la Défense Nationale

Ces servitudes peuvent être de différente nature :

- Servitudes relatives aux ouvrages de défense des côtes ou de sécurité maritime instituées en application de l'article L. 5112-1 du code de la défense ;
- Zones et polygones d'isolement créés en application des articles L. 5111-1 à L. 5111-7 du code de la défense ;
- Servitudes concernant l'établissement de terrains d'atterrissage destinés en partie ou en totalité à l'armée de l'air instituées en application du décret du 30 octobre 1935 ;
- Servitudes relatives à certaines installations de défense instituées en application de l'article L. 5114-1 du code de la défense ;
- Servitudes pour l'exécution des exercices de tirs, marches, manœuvres ou opérations d'ensemble créées en application de l'article L. 2161-1 du code de la défense.

Servitudes relatives à la salubrité et à la sécurité publique

Ces servitudes s'appliquent uniquement aux cimetières et aux établissements conchylicoles concernant la salubrité publique. Les servitudes associées à la sécurité publique sont plus nombreuses et peuvent concerner les thématiques suivants :

- Plans de prévention des risques naturels prévisibles établis en application de l'article L. 562-1 du code de l'environnement ;

- Plans de prévention des risques miniers établis en application de l'article L. 174-5 du code minier ;
- Documents valant plans de prévention des risques naturels prévisibles en application de l'article L. 562-6 du code de l'environnement ;
- Servitudes instituées, en ce qui concerne la Loire et ses affluents, par les articles L. 2124-16 et suivants du code général de la propriété des personnes publiques ;
- Servitudes d'inondation pour la rétention des crues du Rhin résultant de l'application de la loi n° 91-1385 du 31 décembre 1991 portant diverses dispositions en matière de transports ;
- Servitudes résultant de l'application des articles L. 515-8 à L. 515-12 du code de l'environnement ;
- Servitudes d'utilité publique instituées en application de l'article L. 211-12 du code de l'environnement ;
- Servitudes d'utilité publique instituées en application de l'article L. 214-4-1 du code de l'environnement.

C. Maîtrise du foncier

1. Trois types de baux destinés à sécuriser le foncier

L'installation photovoltaïque peut être réalisée directement par le propriétaire du terrain. Cette situation ne pose pas de difficulté particulière si ce n'est le respect des exigences ci-avant exposées au regard de l'urbanisme. L'installation peut également être réalisée par un opérateur sur un terrain. Dans cette hypothèse, l'opérateur va bénéficier de la jouissance pendant une durée déterminée du terrain et édifier l'installation photovoltaïque en vue de vendre l'électricité. En contrepartie, il va verser au propriétaire une somme d'argent outre le retour de l'édifice dans le patrimoine du propriétaire du terrain en fin de contrat.

Hormis le cas où l'opérateur dispose de fonds propres ou de garanties externes, la mise en œuvre de ce type d'opération nécessite l'utilisation d'une technique juridique accordant des droits à l'opérateur pouvant être donnés en garantie à l'établissement prêteur qui va financer l'opération.

NB : Les clauses du contrat accordant des droits réels à l'opérateur sont analogues à ceux d'un propriétaire. Les droits réels conférés à l'emphytéote (locataire) sont susceptibles d'être hypothéqués.

Parmi les contrats qui seraient susceptibles d'être utilisés pour l'édification d'une construction, le **bail emphytéotique** défini aux articles L. 451-1 et suivants du Code rural est le plus adapté. En effet, il confère au locataire, et ce pendant toute la durée du bail, un droit réel sur le terrain loué et un droit de propriété sur les constructions qu'il édifie. Ce droit réel et les constructions peuvent être hypothéqués au moment de la garantie des emprunts contractés par le preneur en vue de financer la réalisation ou l'amélioration des ouvrages situés sur le bien loué. L'opérateur peut donc proposer de donner en garantie ce droit et les constructions pour obtenir le financement de l'opération.

Ce droit est également cessible dans l'hypothèse où la mission de l'opérateur consiste seulement à mettre en place des projets en vue de leur revente. En contrepartie, le preneur paye au bailleur une redevance, un loyer dont le montant est négocié et indexé. Il est en général convenu que les

constructions reviennent en fin de bail au bailleur sans indemnité. Ce retour des constructions s'analyse à l'égard du bailleur en un supplément de loyer et constitue donc un revenu foncier taxable lors du retour. Ce revenu peut être étalé conformément au droit commun. En effet, le régime spécifique des baux à construction qui prévoit que l'impôt n'est dû que sur le prix de revient sous déduction d'une décote de 8% par année de bail au-delà de la 18^{ème} année et une exonération au-delà de la 30^{ème} année n'est pas applicable au bail emphytéotique.

Ce régime de faveur pousse certains praticiens à utiliser la technique du bail à construction pour la réalisation des centrales photovoltaïques. Cette pratique doit être condamnée dans la mesure où une centrale photovoltaïque ne constitue pas une construction au sens des dispositions des articles L. 251-1 et suivants du Code de la construction. Ainsi, un tel bail à construction pourrait être requalifié à l'initiative de l'administration en particulier à l'occasion du retour des constructions au bailleur pour appliquer le régime de droit commun. A la fin du bail, au moment du retour de la centrale dans le patrimoine de l'administration, celle-ci pourra le requalifier en bail de droit commun dans la mesure où elle ne constitue pas une construction susceptible de faire l'objet d'un bail à construction et de bénéficier du régime applicable à ce type de bail.

Vous trouverez ci-dessous les caractéristiques du bail emphytéotique privé (a) et administratif (b).

a) Bail emphytéotique privé (BE)

Le bail emphytéotique doit être conclu par ceux qui ont la capacité d'aliéner (droit de vendre un bien immobilier (titre de propriété, déclassement préalable éventuel en cas de parcelle située sur le domaine privé, etc.), sous les mêmes conditions et formes (article L. 451-2 du Code rural).

Durée

En aucun cas les parties ne peuvent prévoir une durée inférieure à 18 ans ou supérieure à 99 ans. La prolongation par tacite reconduction est prohibée (article L. 451-al 2 du Code rural). La reconduction expresse peut être convenue, sans pouvoir dépasser 99 ans.

Fin du bail

La fin du bail n'ouvre au preneur aucun droit à renouvellement ni à indemnité. Il doit quitter les lieux sans rien détruire de ce qui en augmente la valeur et sans contrepartie (article L. 451-7 du Code rural). Si le preneur avait conclu des conventions, elles prennent fin avec l'extinction de l'emphytéose (fin du bail), sans possibilité pour les contractants du preneur de prétendre à prorogation, ni à indemnité.

Obligations de l'emphytéote

L'emphytéote doit améliorer, entretenir et réparer les constructions existantes ou construites pendant le bail (article L. 451-8 du Code rural). L'inexécution de ces obligations ou la

commission de graves détériorations sur le fonds justifierait une résolution judiciaire du contrat, sans préjudice d'éventuels dommages et intérêts (article L. 451-5 du Code rural).

L'emphytéote est tenu de toutes les contributions et charges de l'héritage ainsi que des réparations de toutes natures (article L. 451-8 du Code rural). Il peut acquérir au profit du fonds des servitudes actives ou le grever de servitudes passives, dans la limite de la durée du bail, à condition d'en informer le propriétaire (article L. 451-9 du Code rural). Le droit d'accession lui profite pendant la durée du bail (article L. 451-10 du Code rural), il détient seul le droit de pêche et de chasse et exerce à l'égard des mines, carrières et tourbières « tous les droits de l'usufruitier » (article L. 451-11 du Code rural). Il cède et sous-loue librement le fonds (article L. 451-1 du Code rural), mais ne pourrait pas conclure une convention ayant pour objet ou pour effet de transférer le droit réel immobilier qu'il tient lui-même du bail emphytéotique, sous-emphytéose ou bail à construction par exemple.

Loyer

Le loyer est versé sous forme d'une redevance périodique sous forme d'une somme d'argent ou en une portion de fruits et produits. Elle est due en dépit d'événements venant affecter la productivité de l'opération (article L. 451-4 du Code rural) ; le preneur ne peut s'en libérer en abandonnant le fonds (article L. 451-6 du Code rural). Le non-paiement pendant 2 ans est de nature à entraîner la résolution judiciaire du bail (article L. 451-5 du Code rural).

Enfin, le bail emphytéotique génère un régime de taxe et d'imposition spécifique.

b) Bail emphytéotique administratif (BEA)

Textes : articles L. 1311-1 et suivants du CGCT

La conclusion du BEA est réservée aux collectivités territoriales, ainsi qu'à leurs établissements publics ou leurs groupements prenant la qualité de bailleur ; quant au preneur, il peut être une personne publique, ou bien une personne privée physique ou morale.

Il est destiné à l'accomplissement, d'une mission de service public ou en vue de la réalisation d'une opération d'intérêt général relevant de sa compétence (article L. 1311-2 CGCT). Certaines constructions issues du BEA peuvent être financées par le crédit-bail sous réserve de préserver les exigences du service public (article L. 1311-4-1 CGCT). L'article L. 1311-2 du CGCT renvoie aux règles du Code rural pour les aspects qu'il n'aborde pas spécifiquement (la durée du bail comprise entre 18 et 99 ans par exemple). En revanche, contrairement au BE de droit privé, le bailleur n'est pas privé du droit de rupture unilatéral.

La cession du bail est strictement encadrée et suppose l'agrément de la collectivité territoriale. L'hypothèque, si elle demeure envisageable, est limitée à la garantie des emprunts finançant la réalisation ou l'amélioration des ouvrages situés sur le bien loué et le contrat constitutif de la sûreté doit être approuvé par la collectivité territoriale à peine de nullité.

En cas de litige relatif à l'indemnisation pour troubles provoqués par l'emphytéote, maître de l'ouvrage, la responsabilité du bailleur pourrait être recherchée, mais à seulement à titre subsidiaire, en cas d'insolvabilité de l'emphytéote.

En fin de bail, les bénéfices réalisés par le preneur deviennent la propriété de la personne publique, la fin du contrat pouvant intervenir par arrivée du terme ou résiliation du contrat, notamment en cas de désaffectation du bien ou tout motif d'intérêt général.

c) Le bail de droit commun

Il s'agit du montage le plus simple et le plus souple, mais comme aucune clause n'est imposée, cela implique d'effectuer un gros travail rédactionnel pour fixer les clauses.



VI. Faisabilité technique et économique

A. Ordres de grandeur

Le montant de l'investissement pour une centrale photovoltaïque au sol dépend en outre de la puissance de l'installation. Le *Tableau 15* expose des exemples de projets de centrales au sol avec le coût total de l'installation.

Tableau 15 : Exemple de projets de centrales photovoltaïques au sol

Puissance	Montant d'investissement	Exemple de site
18,2 MW	70 M€	Les Mées - Alpes de Haute Provence - 2011
314 kWc	424 k€	STEP - sites de Léon, Vielle-Saint-Girons et Saint-Julien en Born - 2016

B. Dépenses d'investissement

Le CAPEX (pour « Capital Expenditure ») correspond au total des dépenses d'investissement en capital, corporel ou incorporel. Il regroupe le coût principal de l'investissement ainsi que les frais de démarrage. Dans le cas d'une centrale solaire au sol, le CAPEX comprend les investissements liés au matériel et à l'installation, les frais d'études et d'ingénierie ainsi que les taxes en vigueur.

1. Dépenses liées au matériel

Le matériel nécessaire à une centrale au sol correspond aux modules solaires. Leur coût varie selon la qualité, la performance et la provenance du panneau. Les panneaux assemblés en Europe étant soumis à des normes de qualité plus strictes, leurs prix peuvent être sensiblement plus élevés par rapport au marché.

Au coût des modules s'ajoute celui des socles et des systèmes d'intégration, permettant d'assurer le bon maintien de l'installation. Les supports des modules doivent être choisis en vue de faciliter la réhabilitation du site : des solutions simples telles que des pieux enfoncés dans le sol ou des lests constitués par des socles de béton posés à même le sol sont préconisées dans les avis de l'ADEME (*Consulter le document de l'ADEME : [Les centrales solaires photovoltaïques au sol, 2010](#)*).

Les équipements électriques sont également inclus dans les dépenses liées au matériel. On y trouve notamment l'onduleur, qui convertit le courant continu des modules en courant alternatif, identique à celui du réseau électrique. Il assure la stabilité du courant, dont le voltage, et la sécurité du système. Ce boîtier doit être placé sur un support vertical dans un espace ventilé et situé le plus près possible de l'installation afin de limiter les pertes d'électricité.

2. Dépenses liées à l'installation

La main d'œuvre mobilisée pour l'installation des équipements et le raccordement au réseau de distribution est à inclure dans les coûts liés aux travaux. Le coût de raccordement au réseau dépend de la distance de l'installation par rapport aux équipements déjà existants. Dans le cas d'une installation photovoltaïque, il est recommandé d'installer des coffrets AC (courant alternatif) et DC (courant continu). Le coffret DC, placé entre l'installation et l'onduleur, réceptionne l'électricité produite par les panneaux. Il assure la sécurité de l'installation *via* un intersectionneur et un parafoudre. Le coffret AC (ou liaison AC), placé après l'onduleur, achemine l'électricité produite vers le réseau de distribution. Il est équipé d'un interrupteur sectionneur différentiel, d'un parafoudre et d'un disjoncteur permettant d'assurer la protection du matériel, du réseau et des personnes contre les éventuelles surtensions.

a) Taux de réfaction

Dans le cadre du raccordement de l'installation au réseau de distribution, le maître d'ouvrage doit supporter les frais de branchement ainsi que les éventuels travaux d'extension. Suite à l'arrêté du 30 novembre 2017, les producteurs d'EnR bénéficient d'une prise en charge partielle des coûts de raccordement par les gestionnaires de réseaux pour des puissances inférieures à 5 MW. Cette prise en charge partielle, appelée **taux de réfaction**, est fonction de la puissance de l'installation (voir *Tableau 16*).

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) cadrent les taux de réfaction applicables selon la taille du projet.

Tableau 16 : Taux de réfaction applicables par niveau de puissance

Puissance de l'installation (P)	Réfaction sur les ouvrages de branchement et d'extension (ou ouvrages propres dans le cadre du S3REnR)	Réfaction sur la quote-part du S3REnR
100 kVA < P ≤ 500 kW	40 %	40 %
500 kW < P < 1 MW		Interpolation linéaire
P = 1 MW		20 %
1 MW < P ≤ 3 MW	Interpolation linéaire	Interpolation linéaire
3 MW < P < 5 MW		Pas de réfaction
P ≥ 5 MW	Pas de réfaction	

NB : Pour un taux de réfaction de 40%, le producteur devra payer 60% du coût de raccordement.

b) Assurance

Le maître d'œuvre doit souscrire une assurance décennale, qui couvre l'ensemble des travaux réalisés, et dont la mise en œuvre est plus longue que l'assurance DO. L'assurance DO (Dommage Ouvrage) est obligatoire pour le maître d'ouvrage et garantit le remboursement et la réparation des dommages qui se produisent après la réception de l'installation. Cette garantie porte sur les dommages de nature décennale comme décrit dans l'article 1792 du Code civil : vice de construction, défauts d'étanchéité, etc. Par conséquent, l'installateur doit être en capacité de dédommager le maître d'ouvrage *via* une assurance RC décennale (Responsabilité Civile). Ce système de double assurance permet de protéger les intérêts des maîtres d'ouvrage, confrontés à des dommages conséquents, face à la disparition des entreprises ayant réalisés l'installation et à l'indifférence de leurs assureurs RC décennales.

3. Taxes applicables

Parmi les taxes applicables pour tout projet de centrale photovoltaïque au sol, 2 sont à intégrer dans le CAPEX car payables en une seule fois ou en différé : la taxe d'aménagement et le S3REnR.

a) La taxe d'aménagement (TA)

C'est une taxe d'urbanisme perçue par les communes, les EPCI, les départements et la région d'Île-de-France. Cette taxe est constituée par la valeur de la surface de la construction, déterminée forfaitairement par mètre carré, et par la valeur des aménagements et installations. Dans le cas des panneaux photovoltaïques, elle est égale à **10 € du mètre carré**, avec un taux d'imposition variable de **1% à 20%** selon les secteurs concernés. La TA doit être payée en 2 fractions égales après la délivrance du permis de construire : vers le 14^{ème} mois pour la 1^{ère} échéance puis au 26^{ème} mois pour la 2^{ème} échéance. A noter que si le montant de cette taxe est **inférieure à 1 500 €** (soit une centrale au sol inférieure à 150 m²), elle n'est payable qu'en une seule fois.

b) Quote-part du S3REnR

Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) permet d'anticiper et d'organiser le développement des EnR en réservant de la capacité d'accueil pendant une période de 10 ans. En contre-partie, les installations de production d'EnR **de plus de 100 kVA** financent cette capacité d'accueil *via* une contribution financière sous la forme d'une quote-part. Cette quote-part, proportionnelle à la puissance installée, est variable selon le territoire concerné.

Tableau 17 : Exemple de quote-parts de S3REnR

S3REnR	Quote-part (€/kW de puissance installée)
Aquitaine	23,16
Bretagne	10,02

Île-de-France	1,49
Midi-Pyrénées	69,06
Pays de la Loire	13,38

NB : La puissance installée, sur laquelle se base le calcul de la quote-part, correspond à la puissance de raccordement en injection demandée par le producteur.

C. Dépenses d'exploitation

Les OPEX (pour « Operational Expenditure »), ou dépenses d'exploitation, regroupent les coûts courants liés à l'utilisation des réseaux de distribution, au fonctionnement de l'installation ou encore aux taxes en vigueur.

1. Dépenses liées à l'utilisation des réseaux : le TURPE

Le TURPE, ou Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité, est un tarif payé par tout utilisateur du réseau d'électricité. Il est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et couvre l'entretien, le dépannage et la modernisation des réseaux de transport et de distribution. Ces tarifs sont fixés pour une durée moyenne de 4 ans et ajustés tous les 1^{er} août suivant les délibérations de la CRE.

Le TURPE est construit sur 4 grands principes :

- la péréquation tarifaire ;
- le tarif est indépendant de la distance parcourue ;
- la tarification en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée ;
- l'horosaisonnalité.

Le TURPE producteur est applicable dans le cas d'une installation de production d'électricité raccordée au réseau de distribution, avec injection d'une partie ou de la totalité de sa production. En chaque point de connexion, le prix payé annuellement pour l'utilisation du réseau de distribution est la somme des composantes suivantes :

- la composante annuelle de gestion (CG) ;
- la composante annuelle d'accès au réseau pour la gestion des clients en contrat unique (CGCCU) ;
- la composante annuelle de comptage (CC).

Pour plus d'informations concernant la grille tarifaire applicable (TURPE 5 du 1^{er} janvier 2018) : http://www.enedis.fr/sites/default/files/plaquette_tarifaire_turpe-5.pdf

2. Dépenses liées au fonctionnement de l'installation

a) Assurance responsabilité civile

En plus des frais de maintenance, de gestion et éventuellement de location du terrain, le fonctionnement de l'installation nécessite un contrat d'assurance particulier : l'assurance RC (Responsabilité Civile) producteur. Cette assurance n'est pas obligatoire légalement, bien que la plupart des gestionnaires de réseau exigent un justificatif de responsabilité civile pour pouvoir raccorder une installation solaire au réseau électrique.

b) Renouvellement des onduleurs

Un autre élément important à prendre en compte est le remplacement de l'onduleur en cours d'exploitation. En effet, si la durée de vie des modules solaires est estimée à 25 ans, la durée de vie de l'onduleur est en moyenne de 8 à 12 ans. Le producteur peut aussi opter pour un autre modèle consistant à contracter une garantie assurant le remplacement de l'onduleur à une période déterminée. Cette dépense, payée en une seule fois en début de projet, est donc à prendre en compte dans le CAPEX.

3. Taxes applicables

En termes de dépenses de fonctionnement de l'installation, 2 taxes sont applicables : la taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) et la contribution économique territoriale (CET).

a) La Taxe Foncière sur les Propriétés Bâties (TFPB)

La TFPB est établie annuellement sur les propriétés bâties. Elle est due par les propriétaires (ou usufruitiers). Une propriété bâtie est définie comme étant une installation fixée au sol à perpétuelle demeure présentant le caractère de véritable construction. Dans le cas d'une centrale solaire au sol, le socle en béton peut, selon ses caractéristiques, être considéré comme un ouvrage de maçonnerie présentant le caractère de véritable construction. Il est à noter que les immobilisations destinées à la production d'électricité d'origine photovoltaïques, c'est-à-dire les panneaux photovoltaïques seuls, sont exonérés de la TFPB. Ainsi l'imposition d'une installation solaire au sol à la TFPB est une question soumise à l'appréciation de chaque situation par l'administration sous le contrôle du juge de l'impôt.

b) La Contribution Économique Territoriale (CET)

La CET a été introduite par l'article 2 de la loi de finances de 2010 en remplacement de l'ancienne taxe professionnelle. Elle est composée de la Cotisation Foncière des Entreprises (CFE) et de la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE).

$$\text{CET} = \text{CFE} + \text{CVAE}$$

La Cotisation Foncière des Entreprises (CFE)

L'activité de production et de vente de l'électricité étant considérée comme une activité industrielle et commerciale, elle est imposable à la CFE en application de l'article 1447 du CGI. Une exception est accordée aux projets portés par les collectivités territoriales qui ne sont pas soumis à la CFE.

Les biens exonérés de la TFPB, tels que les panneaux photovoltaïques seuls, sont exclus de la base d'imposition de la CFE. Néanmoins les socles en béton soumis à la TFPB sont compris dans la base d'imposition de la CFE.

Le calcul de la CFE prend en compte la base d'imposition, la valeur locative et le taux de CFE. La base d'imposition varie selon la tranche de chiffre d'affaires (CA) dans laquelle se situe l'entreprise ou la personne physique/morale. La valeur locative est indexée sur les biens passibles de la taxe foncière (TFPB) et est calculée par rapport à l'avant-dernière année (n-2) avant l'année d'imposition (n).

$$\text{CFE} = \text{Base d'imposition} \times \text{Valeur locative} \times \text{Taux de CFE}$$

Le taux de CFE est fixé par les communes ou les EPCI selon un plancher et un plafond de base minimum en fonction du chiffre d'affaires (CA) encadré par la loi de finances de 2014. Ces seuils sont fixés par l'article 1647 D du CGI et revus chaque année en fonction du taux prévisionnel d'évolution des prix à la consommation des ménages (voir *Tableau 18*). Le taux prévisionnel retenu pour l'année 2017 est de **0,8%**.

Tableau 18 : Barème de la base minimale de CFE en fonction du chiffre d'affaire (2017)

Chiffre d'affaire (CA) HT	Base minimale CFE (2017)
CA HT ≤ 10 k€	Entre 216 € et 514 €
10 k€ < CA HT ≤ 32,6 k€	Entre 216 € et 1 027 €
32,6 k€ < CA HT ≤ 100 k€	Entre 216 € et 2 157 €
100 k€ < CA HT ≤ 250 k€	Entre 216 € et 3 596 €
250 k€ < CA HT ≤ 500 k€	Entre 216 € et 5 136 €
CA HT > 500 k€	Entre 216 € et 6 678 €

Les nouvelles entreprises ne sont pas concernées par la CFE durant l'année de leur création. Par ailleurs, elles bénéficient de 50% de réduction sur la base d'imposition lors de la première année.

La Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE)

La CVAE est due à partir d'un certain chiffre d'affaires (CA) et est calculée en fonction de la valeur ajoutée (VA) produite. Elle est partagée entre les différents niveaux de collectivités (25% pour les communes et leurs groupement, 25% pour les régions, 50% pour les départements). Elle est due pour les entreprises réalisant **plus de 500 000 €** de CA hors taxe, quel que soit leur activité, leur statut juridique ou leur régime d'imposition. Il est à noter que les entreprises réalisant un CA **supérieur à 152 500 €** doivent effectuer la déclaration de VA qui sert à en déterminer la base d'imposition, même si elles ne sont pas redevables de la CVAE.

$$\text{CVAE} = 1\% \times (\text{VA} \times \text{Taux effectif d'imposition}) + (\text{VA} \times \text{Taux effectif d'imposition})$$

Le montant de la CVAE est calculé selon la VA produite et le taux d'imposition effectif. Ce dernier est obtenu à partir d'un barème progressif variable selon le CA (voir *Tableau 19*).

Tableau 19 : Taux d'imposition de la CVAE en fonction du chiffre d'affaire

Chiffre d'affaires (CA) HT	Taux effectif d'imposition
CA HT < 500 k€	0
500 k€ ≤ CA HT ≤ 3 M€	0,5 x [(CA – 500 k€) / 2,5 M€]
3 M€ < CA HT ≤ 10 M€	0,9 x [(CA – 3 M€) / 7 M€] + 0,5
10 M€ < CA HT ≤ 50 M€	0,1 x [(CA – 10 M€) / 40 M€] + 1,4
CA HT > 50 M€	1,5

L'Imposition Forfaitaires sur les Entreprises de Réseau (IFER)

La suppression de la taxe professionnelle au profit de la CET aurait entraîné une diminution des contribution fiscales des entreprises des secteurs de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications. L'IFER a été instaurée afin de minorer ce gain. Elle est due aux collectivités territoriales. Dans le cas d'une centrale solaire au sol, l'IFER dépend de la puissance de l'installation et ne s'applique qu'aux installations dont la puissance électrique installée est **supérieure ou égale à 100 kW** (en application de l'article 1519 F du CGI). Le taux est de **7,40 €/kW** installé. Il est revalorisé chaque année.

L'IFER s'applique également aux transformateurs électriques relevant les réseaux de transport et de

distribution d'électricité dont la tension en amont est supérieure à 50 kV (voir *Tableau 20*).

Tableau 20 : Tarifs applicables aux transformateurs électriques (2017)

Tension en amont (T) (kV)	Tarif par transformateur (€) 2017
$50 < T \leq 130$	14 293 €
$130 < T \leq 350$	49 765 €
$T > 350$	146 645 €



VII. Financement du projet

A. Financement de la phase développement

1. Investissement participatif de l'appel d'offre de la CRE

Le cahier des charges des appels d'offre de la CRE précise les engagements liés à l'investissement participatif. Si au moment de la réalisation du projet le candidat est :

- une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités ;
- une société par actions régie par le livre II du code de commerce ou par le titre II du livre V de la première partie du code général des collectivités territoriales dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités ;
- une société coopérative régie par la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités ;

alors le Candidat peut bénéficier d'une majoration du prix de rachat de l'électricité.

Toutes les dispositions sont consultables dans le cahier des charges des appels d'offre de la CRE :

<http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-au-sol-de-puissance-comprise-entre-500-kwc-et-30-mwc>

2. Financement en fonds propres

a) Prise d'actions en direct

La Société par actions simplifiée (SAS) : ctrl + clic pour accéder aux détails.

La Société coopérative d'intérêt collectif (SCIC) : ctrl + clic pour accéder aux détails.

La Société d'économie mixte (SEM) : ctrl + clic pour accéder aux détails.

SEMOP : ctrl + clic pour accéder aux détails.

b) Actionnariat indirect au capital

Participation dans une société intermédiaire

Relativement fréquente sur les projets de grande envergure, cette solution consiste à réunir les citoyens, voire les collectivités, dans une société locale capitalisant ensuite la société de projet. Cela permet, lorsque la société de projet intègre différentes catégories d'actionnaires, de ne garder qu'un interlocuteur pour l'ensemble des citoyens (gouvernance simplifiée). Cela facilite aussi la gestion financière de la société de projet.

La nature de cette société intermédiaire peut revêtir les mêmes statuts que ceux précédemment étudiés lorsque la prise de participation a directement lieu dans la société de projet.

Fonds national citoyen EnrciT

EnRciT co-investit aux côtés des citoyens et des autres actionnaires. Ainsi, le dispositif apportera les moyens financiers adéquats à la sécurisation de la phase de développement et permettra de façonner les projets locaux en mobilisant toutes les compétences nécessaires à leur concrétisation.

EnRciT intervient en fonds propres dans les projets détenus à 40% par un collège de citoyens/collectivités, dont 20% au moins de citoyens, en priorité dans le photovoltaïque (sols ou toitures) et l'éolien, sous forme de prise de participation minoritaire, pendant la phase de développement, avant cession au profit de l'écosystème local.

Plus d'informations : <http://enrcit.fr/content/themes/aube/assets/img/plaquette.pdf>

Les coordonnées d'EnRciT :

- site internet : <http://enrcit.fr/>
- courriel : contact@enrcit.fr

Clubs d'investisseurs

Les Clubs d'investissements sont des entités fiscales permettant de mettre en commun une épargne afin de la faire fructifier. La forme juridique employée est l'indivision volontaire, très souple (simple enregistrement d'une convention aux impôts).

Un club CIGALES (Club d'Investisseurs pour une Gestion Alternative et Locale de l'Épargne Solidaire) est une **structure de capital risque solidaire** mobilisant l'épargne de ses membres **au service de la création et du développement de petites entreprises locales et collectives** (SARL, SCOP, SCIC, SA, association, ...). Les projets financés doivent répondre à une éthique particulière définie dans la Charte des CIGALES, basée sur les notions de proximité, de citoyenneté, de solidarité et de rentabilité socio-économique.

A l'image des CIGALES, certains projets ont créé des Clubs d'Investisseurs pour les Énergies Renouvelables Citoyennes (CIERC). Ces Clubs reprennent la logique des CIGALES en adaptant leur convention au cas particulier de l'investissement dans les énergies renouvelables. Ils ne sont cependant pas reconnus par la fédération des CIGALES.

Constitution et gestion de l'épargne

Les clubs CIGALES et CIERC sont composés de 5 à 20 personnes qui effectuent des versements réguliers au club, dans la limite d'un montant qui peut varier selon les régions. Dans les CIGALES, les versements sont mensuels tandis que dans les CIERC, ils peuvent être réalisés en une fois, afin de mieux correspondre au besoin initial de financement d'un projet EnR.

Un club CIGALES ou CIERC a une durée de vie de 5 ans, renouvelable une fois. Son intervention a donc essentiellement vocation à soutenir le lancement d'une activité avant de laisser la place à d'autres investisseurs. A l'issue de son existence, le Club peut soit être dissous (vente des parts détenues) soit passer en club de gestion (gestion du portefeuille de projets mais arrêt des versements des cigaliers et des nouveaux investissements).

Le financement accordé à une société ne doit pas conférer une minorité de blocage ou une majorité de voix au Club. Le Club est donc là pour apporter du capital (en actions ou en comptes courants d'associés) mais n'a pas vocation à jouer un rôle fort dans la gouvernance des projets. Par contre, plus qu'un simple souscripteur, un Club CIGALES se positionne aussi comme un accompagnateur des porteurs de projet.

Par ailleurs, la coopérative de risque solidaire *GARRIGUE*, créée au même moment et en complément des clubs CIGALES constitue également un levier d'investissement citoyen. Le fonds *GARRIGUE* peut capitaliser des projets (sans atteindre de minorité de blocage) pour des montants supérieurs à 20 000 € et sur des durées de l'ordre de 5 à 7 ans. *GARRIGUE* ne reverse aucun dividende ni aucune plus-value à ses souscripteurs, le remboursement des parts se fait au maximum à leur valeur nominale. Pour les souscripteurs, l'intérêt est essentiellement social, l'intérêt financier étant réduit à la défiscalisation de l'apport.

Energie partagée études

C'est une solution de financement en capital au moment de l'investissement qui permet aux acteurs locaux de conserver la maîtrise de leur projet dans une logique citoyenne. Il s'agit d'un outil financier solidaire qui intervient en phase développement afin de réduire l'exposition au risque financier des citoyens qui entreprennent des projets de production d'énergie renouvelable. Le modèle d'Énergie Partagée Études est basé sur la mutualisation du risque : les projets qui réussissent rembourse le montant engagé par EPE majoré d'une prime de risque. La prime de risque variera de 3% à 300% selon l'évaluation des chances que le projet a d'aboutir. Cette prime permet qu'en cas d'échec, les porteurs du projet ne doivent rien rembourser à EPE.

Plus d'informations : <https://energie-partagee.org/energie-partagee-etudes-un-outil-pour-le-developpement/>

Plateforme de crowdfunding

Trois types de participations sont possibles (selon les plates-formes) :

- participation en don ;
- participation en prêt ;
- participation en titres financiers.

Seules les plates-formes qui proposent des contributions en don ou en titres sous formes d'actions permettent d'alimenter en fonds propres un projet. Les plates-formes de prêt ou de titres obligataires permettent quant à elle d'alimenter la dette.

3. Co-développement

Le co-développement consiste en un partenariat avec une entreprise de développement dans le cas où les acteurs locaux souhaitent maîtriser l'ensemble du projet tout en bénéficiant des compétences techniques et financières d'un partenaire privé (qui prend en charge les coûts de développement). Garder la maîtrise du projet, notamment sur les filières de l'éolien et du photovoltaïque au sol, ne veut pas toujours dire faire « cavalier seul ». Le co-développement permet notamment de minimiser le risque financier de développement pour les acteurs locaux et de s'appuyer sur les compétences...tout en maximisant les retombées économiques sur le territoire et en restant à la manoeuvre. Un co-développement peut notamment prendre la forme d'une mise en concurrence d'entreprises de développement après avoir défini un cahier des charges des volontés du territoire. Il s'agira ensuite d'organiser les contours et modalités du partenariat (objectifs, répartition des rôles, valorisation des risques, gouvernance etc.).

B. Financement de l'investissement

1. Financement participatif de l'appel d'offre de la CRE

Si le Candidat à l'appel d'offre s'engage à ce que 10% du financement du projet soit apporté, distinctement ou conjointement par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités, alors le Candidat peut bénéficier d'une majoration du prix de rachat de l'électricité.

Pour plus d'informations, consulter le cahier des charges des appels d'offre de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-centrales-au-sol-de-puissance-comprise-entre-500-kwc-et-30-mwc>

2. Prise d'actions en direct

Voir la partie VII. A. 2. A)

3. Actionnariat indirect au capital

Energie partagée investissement

Énergie Partagée Investissement (EPI) est une société en commandite par action, lancée fin 2008, qui permet de collecter massivement des fonds citoyens pour financer des projets locaux de production d'énergie renouvelable. Les projets financés doivent répondre à la charte d'Énergie Partagée qui requiert notamment qu'ils aient une gouvernance majoritairement citoyenne et/ou publique, ce qui est une exigence forte si des développeurs privés sont également prévus au capital. EPI intervient selon plusieurs conditions :

Condition 1 : mise de fonds comprise entre 50 000 et 500 000 € (mises les plus hautes pour les projets de grand éolien, et dans une moindre mesure les projets de méthanisation).

Condition 2 : apports en fonds propres et en comptes courants d'associés (avec en général un montant de CCA quatre fois supérieur au montant apporté en fonds propres).

Condition 3 : capitalisation de sociétés de type SAS principalement, permettant d'avoir une rentabilité (ce qui n'est pas le cas dans les SCIC ni en général dans les SEM).

Clubs d'investisseurs

Voir la partie VII. B. I. b)

4. Financement de la dette

La prise d'obligations

Les obligations sont émises pour une durée donnée et donnent lieu à un taux de rémunération qui peut être fixe ou variable. Elles ne procurent pas de droit de vote si elles ne sont pas convertibles.

Les bons de caisse

Ce sont des titres de créance d'une durée de 5 ans. Les prêteurs peuvent les souscrire auprès d'entreprises émettrices ayant plus de 3 ans d'existence. Ils touchent des intérêts qui sont versés soit d'avance (en déduction du montant souscrit) soit à l'échéance du bon.

Le prêt par des particuliers

Certaines plates-formes de crowdfunding proposent donc aujourd'hui aux citoyens une participation sous forme de prêt dans les projets de production d'énergie renouvelable (on parle parfois de *crowdlending*). Un contrat de prêt est établi entre l'investisseur et le porteur de projet de manière à définir les conditions (durée, taux, remboursement, etc.) de ces prêts. Un taux bonifié peut

notamment être proposé aux riverains qui souscrivent au projet de leur territoire.

Les dépôts à terme

Les Dépôts À Terme (DAT) sont des comptes ouverts dans des établissements bancaires, sur lesquels des particuliers effectuent un versement unique. Le compte est utilisé pour financer un projet et l'épargnant ne récupère le capital qu'à la date d'échéance du compte. Les intérêts, eux, peuvent être versés selon une périodicité prévue lors de la souscription. Le porteur de projet fixe, avec son partenaire bancaire, les conditions de participation financière (plafond de souscription, taux de rémunération, etc.).

Plus d'informations : « *Etude du cadre législatif et réglementaire applicable au financement participatif des énergies renouvelables* » réalisé par Noémie Poize pour l'ADEME et Rhônalénergie-Environnement : [consultable ici](#)

Liste des contributeurs

		ENAMO
BUSNOT RICHARD	Florence	PNR Loire Anjou Touraine
DUCASSE	Simon	ATLANSUN
GANDON	Agnes	SIEML
GLATRE	Sophie	DREAL des Pays de la Loire
GRUAU	Jean-François	ALTER
GUINEBERTEAU	Sylvain	ENERGIE PARTAGEE
HEGRON	Lionel	DDT 49
LACOFFRETTE	François	DDT 37
LACOMBE	Séverine	Communauté d'Agglomération SAUMUR VAL DE LOIRE
LEGRAND	Claire	ECPDL
MOREAU	Olivier	CAISSE DES DEPOTS Centre Val de Loire, Pays de la Loire, Bretagne
MICHENOT	Benoît	IMPULSION-INNOVATION LLC Avocats
ROUSSILLAT	Gilles	PNR Loire-Anjou-Touraine
VASSEUR	Sandrine	PNR Loire-Anjou-Touraine

Glossaire

A

ABF	Architecte des Bâtiments de France
AC	Courant Alternatif (<i>Alternative Current</i>)
AMVAP	Aire de Mise en Valeur de l'Architecture et du Patrimoine

B

BASIAS	Inventaire des anciens sites industriels et activités de service
BASOL	Inventaire des sites et sols pollués ou potentiellement pollués appelant une action des pouvoirs publics, à titre préventif ou curatif
BE	Bail Emphytéotique
BEA	Bail Emphytéotique Administratif
BPI	Banque Publique d'Investissement

C

CA	Chiffre d'Affaire
CAPEX	Capital Expenditure (dépenses d'investissement)
CARD-I	Contrat d'Accès au Réseau de Distribution en Injection
CC	Composante annuelle de Comptage (TURPE)
CERFA	Centre d'Enregistrement et de Révision des Formulaires Administratifs
CET	Contribution Économique Territoriale
CFE	Côtisation Foncière des Entreprises
CG	Composante annuelle de Gestion (TURPE)
CGCT	Code Général des Collectivités Territoriales
CGCCU	Composante annuelle d'accès au réseau pour la Gestion des Clients en Contrat Unique
CGI	Code Général des Impôts

CI	Composante annuelle des Injections (TURPE)
CIERC	Clubs d'Investisseurs pour les Énergies Renouvelables
CIGALES	Clubs d'Investisseurs pour une Gestion Alternative et Locale de l'Épargne Solidaire
CNPN	Conseil National de la Protection de la Nature
CODERST	Conseil Départemental de l'Environnement et des Risques Sanitaires et Technologiques
CRAE	Contrat de Raccordement, d'Accès et d'Exploitation
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
CRE4-sol	Appel d'offres « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc »
CVAE	Côtisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises
D	
DAT	Dépôt À Terme
DC	Courant Continu (<i>Direct Current</i>)
DO	Assurance Dommage Ouvrage
E	
EnR	Énergies Renouvelables
ENS	Espace Naturel Sensible
EPCI	Établissement Public de Coopération Intercommunale
EPI	Énergie Partagée Investissement
EPIC	Établissement Publics Industriels et Commerciaux
G	
GES	Gaz à Effet de Serre
GRP	Gestionnaire de Réseau Public
I	
IAL	Information Acquéreur Locataire

ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
IFER	Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau
IOTA	Installations, Ouvrages, Travaux, Activités
ISDD	Installation de Stockage de Déchets Dangereux
ISDI	Installation de Stockage de Déchets Inertes
ISDND	Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux
M	
MEEDDM	Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer
O	
OPEX	OPerational Expenditure (d'épenses d'exploitation)
P	
PCAET	Plan Climat Air-Énergie Territorial
PLU	Plan Local d'Urbanisme
PNR	Parc Naturel Régional
POS	Plan d'Occupation des Sols
PPRIF	Plan de Prévention des Risques d'Incendie de Forêt
PPRN	Plan de Prévention des Risques Naturels
R	
RC	Assurance Responsabilité Civile
RBI	Réserve Biologique Intégrale
RNU	Règlement National d'Urbanisme
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
S	
SA	Société Anonyme
SARL	Société À Responsabilité Limitée

SAS	Société par Actions Simplifiées
SCIC	Société Coopérative d'Intérêt Collectif
SCOP	Société Coopérative et Participative
SEM	Société d'Économie Mixte
SEMOP	Société d'Économie Mixte à Opérateur unique
SIS	Secteurs d'Information sur les Sols
SPL	Société Pulique Locale
S3REnR	Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables
SSP	Sites et Sols Pollués
T	
TA	Taxe d'Aménagement
TECV	Transition Énergétique pour la Croissance Verte
TFPB	Taxe Foncière sur les Propriétés Bâties
TMRO	Taux Moyen de Rendement des Obligations
TRI	Temps de Retour sur Investissement
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité
V	
VA	Valeur Ajoutée
Z	
ZNIEFF	Zone Naturelle d'Intérêt Écologique, Faunistique et Floristique
ZPPAUP	Zone de Protection du Patrimoine Architectural, Urbain et Paysager