



France

PVFINANCING 

GUIDE DE MISE EN ŒUVRE DE PROJETS PV EN FRANCE

PROJET PV FINANCING
Livrable D4.1

Julien Courtel
Diane Lescot
Frédéric Tuillé



Ce projet a reçu un financement du programme de recherche et innovation de l'Union européenne Horizon 2020, dans le cadre de la convention de subvention numéro 646554.

Ce guide a été rédigé avec soin par nos experts du marché photovoltaïque. Cependant, du fait des évolutions rapides du contexte, nous attirons votre attention sur le fait qu'Observ'ER ne saurait être tenu pour responsable si l'information fournie par ce guide n'est plus à jour ni exacte ou exhaustive.

Observ'ER ne saurait pas non plus être tenu pour responsable de tout dommage direct ou indirect causé par l'utilisation ou la non utilisation des informations fournies par ce guide.

Ce rapport reflète le point de vue de ces auteurs et l'Innovation and Networks Executive Agency ne saurait être tenue responsable de l'utilisation qui peut être faite de l'information contenue dans ce rapport.



TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
1.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE	5
1.2. ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE	7
1.3. SEGMENTS D'APPLICATION DU PHOTOVOLTAÏQUE	10
2. L'AUTOCONSOMMATION	13
2.1. ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE DE L'AUTOCONSOMMATION	13
2.2. MISE EN PLACE D'UN PROJET EN AUTOCONSOMMATION	15
2.3. CALCULS DE RENTABILITÉ	18
2.4. SCHÉMAS DE FINANCEMENT RECOMMANDÉS	29
2.5. EXEMPLES DE BONNES PRATIQUES	31
2.6. PERSPECTIVES	33
3. LA VENTE DIRECTE D'ÉLECTRICITÉ (AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE)	35
3.1. ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE	36
3.2. MISE EN PLACE D'UN PROJET D'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE	37
3.3. CALCULS DE RENTABILITÉ	40
3.4. SCHÉMAS DE FINANCEMENT RECOMMANDÉS	50
3.5. EXEMPLES DE BONNES PRATIQUES	51
3.6. PERSPECTIVES	54
4. CONCLUSION	55



GRAPHIQUES

Graphique 1. Evolution du parc photovoltaïque français (2012-2024).....	6
Graphique 2. Répartition par puissance des installations PV	6
Graphique 3. Evolution de la qualité des installations photovoltaïques contrôlées (2010-2015)	11
Graphique 4. Cash-flow, autoconsommation pure, logement individuel.....	20
Graphique 5. Revenus, autoconsommation pure, logement individuel.....	20
Graphique 6. Cash-flow, autoconsommation avec revente au réseau, secteur résidentiel	23
Graphique 7. Revenus, autoconsommation avec revente au réseau, secteur résidentiel.....	23
Graphique 8. Cash-flow, autoconsommation avec installation sur toiture, grande distribution....	26
Graphique 9. Cash-Flow, autoconsommation, ombrières de parking.....	29
Graphique 10. Cash-Flow, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 1).....	42
Graphique 11. Revenus et services de la dette, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 1) ...	42
Graphique 12. Cash-Flow, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 2).....	45
Graphique 13. Revenus et services de la dette, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 2) ...	45
Graphique 14. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 1).....	47
Graphique 15. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 2).....	49



TABLEAUX

Tableau 1. Tarifs d'achat photovoltaïque en vigueur au deuxième trimestre 2016	8
Tableau 2. Données financières, autoconsommation pure, logement individuel.....	19
Tableau 3. Données financières, autoconsommation avec revente au réseau, secteur résidentiel	22
Tableau 4. Données financières, autoconsommation avec installation sur toiture, grande distribution.....	25
Tableau 5. Données financières, autoconsommation, ombrières de parking.....	28
Tableau 6. Panel d'offre de prix d'électricité. Données financières, autoconsommation, ombrières de parking	38
Tableau 7. Données financières, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 1).....	41
Tableau 8. Données financières, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 2).....	44
Tableau 9. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 1).....	46
Tableau 10. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 2).....	48



1. INTRODUCTION

1.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE

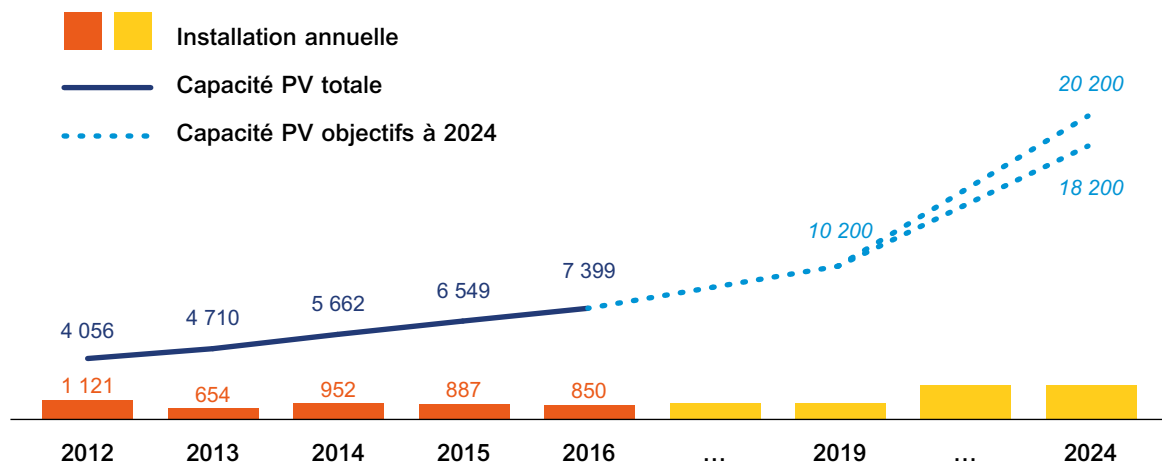
Le photovoltaïque est une technologie centrale dans la politique française de développement des énergies renouvelables. Depuis le début des années 2000, les gouvernements successifs ont cherché à soutenir la filière grâce à des tarifs d'achat obligatoires de l'électricité photovoltaïque ou à des appels d'offres plus récemment.

Au 31 mars 2016, le parc français représente 6 737 MW dont 178 MW installés au premier trimestre 2016. En 2015, 887 nouvelles installations ont vu le jour contre 952 en 2014. L'année 2015 est en demi-teinte car si les capacités installées dans l'année sont élevées, elles reposent sur un grand parc de 300 MW. Pendant l'année 2015, les installations photovoltaïques françaises ont produit 6,7 TWh d'électricité, ce qui représente 1,4 % de la consommation électrique nationale.

La répartition du nombre d'installations par puissance représentée dans le graphique ci-dessous montre que le déploiement du photovoltaïque

passé surtout par les grandes installations. En ce qui concerne les politiques de soutien, il convient de distinguer la période post-moratoire (fin 2011) des années précédant le moratoire. Celles-ci ont vu l'explosion des installations entre 2008 et 2010, ce qui a donné lieu à une reprise en main. Entre le 1^{er} semestre 2011 et le 1^{er} janvier 2016, les installations PV sont faites soit dans le cadre d'un tarif d'achat, dont le niveau de décroissance était fixé trimestriellement, soit dans le cadre d'un appel d'offres. Quelques tendances majeures sont à noter :

- le nombre d'installations individuelles a régulièrement chuté, après la période de moratoire en 2010, malgré un tarif d'achat resté intéressant pour les particuliers ;
- le nombre d'installations pour grandes toitures (entre 9 et 250 kWc) a largement chuté car les tarifs étaient très bas. Ce sont les oubliés du déploiement du PV ;
- les grands projets ont eu la part belle et se sont multipliés au cours des différents appels d'offres.

Graphique 1. Evolution du parc photovoltaïque français (2012-2024)

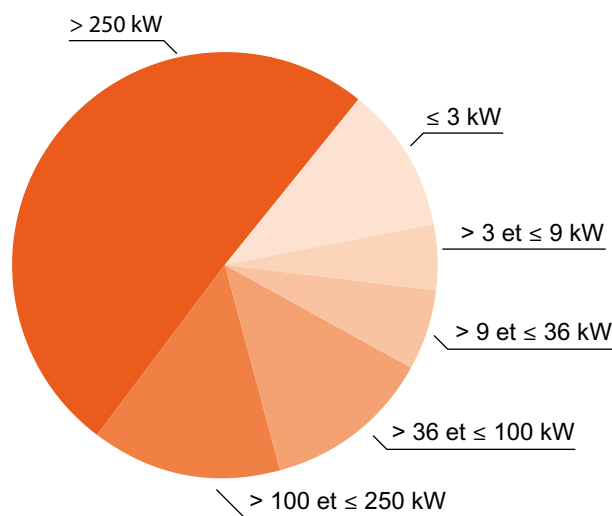
Source : Soes, 2^e trimestre 2016 & Programmation pluriannuelle de l'énergie

Depuis, la France est passée à un mécanisme de complément de rémunération, avec la volonté de mieux diriger le déploiement du photovoltaïque. Cela implique deux choses :

- le monde du photovoltaïque passe dans l'inconnu car les acteurs ne savent pas encore comment l'environnement financier va évoluer ;
- le gouvernement offre une meilleure visibilité aux acteurs, tout en s'attendant à un déploiement progressif de solutions de plus en plus innovantes.

Ainsi dans ce contexte, le monde du photovoltaïque français est en effervescence, tant par les annonces d'appels d'offres que par les innovations techniques et financières qui se font jour, poussées par les institutions. Parallèlement, les consommateurs d'électricité cherchent des solutions pour maîtriser leurs dépenses énergétiques. En effet, tous segments d'application confondus, certains analystes prédisent une augmentation du prix de l'électricité dans les années à venir d'environ 5 % par an. Pour rappel, en 2016, selon le fournisseur d'électricité, le prix moyen du kWh pour un particulier est de 15 cts€. Ce prix diminue pour les secteurs commercial et tertiaire.

De nouveaux modèles émergent, qui permettent de fournir aux consommateurs une visibilité sur leurs dépenses à venir. Ce rapport étudie l'autoconsommation et les contrats de vente directe d'électricité photovoltaïque comme étant les deux pistes les plus prometteuses.

Graphique 2. Répartition par puissance des installations PV.

Source : Soes, 2^e trimestre 2016

1.2. ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE

1.2.1 Loi pour la transition énergétique et programmation pluriannuelle de l'énergie

La France a fait évoluer sa politique de soutien aux énergies renouvelables en 2015 avec deux outils : la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et un remodelage de la politique de rémunération de l'électricité verte. La loi a six objectifs : la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la baisse de la consommation des énergies fossiles (-30 %), la diminution de la part du nucléaire pour atteindre 50 % de la production d'électricité en 2025, l'augmentation de la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation énergétique finale en 2030 et à 40 % de la production d'électricité, la réduction de 50 % de la consommation d'énergie finale en 2050 et la diminution de 50 % du volume de déchets mis en décharge en 2050.

Pour atteindre ces objectifs, plusieurs articles déclinent les actions à mettre en place. Pour la montée en puissance des énergies renouvelables, le texte prévoit la possibilité de financer les projets d'énergie renouvelable pour les citoyens et les collectivités locales.

Par ailleurs, la loi TECV prévoit une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), précisant les orientations de la politique énergétique française sur cinq ans. Cette PPE a pour objectif de donner aux industriels des énergies renouvelables une plus grande visibilité sur les échéances à venir. En avril 2016, les objectifs de cette PPE ont été publiés. Ils sont fixés, pour le photovoltaïque, à 10 200 MW pour 2018 et entre 18 200 MW et 20 200 MW pour 2020.

1.2.2 Soutiens tarifaires

Le soutien aux énergies renouvelables s'est traditionnellement articulé autour de deux mécanismes : les appels d'offres et l'obligation d'achat. Désormais, un mécanisme de complément de rémunération se met en place.

1.2.2.1 Les appels d'offres

Le mécanisme des appels d'offres s'est développé dans le monde. En France, il s'agit d'un levier important du déploiement du photovoltaïque. Le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer lance des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) est l'autorité administrative qui s'occupe de la mise en place de ces appels d'offres. Elle est en charge de la rédaction du cahier des charges « *conformément aux conditions générales de l'appel d'offres définies par le ministre chargé de l'Énergie* », elle « *répond aux questions des candidats pendant la phase de constitution des offres* », elle « *analyse les dossiers reçus* » et « *soumet au Gouvernement un classement des projets* ». Enfin, elle « *formule un avis sur le choix des candidats finalement retenus par les pouvoirs publics* ».

Le prix de l'électricité produite est proposé par les porteurs de projet qui candidatent à l'appel d'offres. C'est un critère de choix primordial dans la sélection des projets, dans un contexte de grande compétition, qui permet de tirer à la baisse le prix de l'électricité photovoltaïque ainsi que le coût global des projets.

Par ailleurs, ce procédé permet au ministère d'orienter les projets afin de les inclure dans une politique globale de l'énergie. Ainsi, certains appels d'offres se concentrent sur des tranches de puissance spécifiques (ex : 100-250 kWc), sur des

zones (ex : zones non interconnectées) ou encore sur des technologies (ex : les ombrières de parking ou le stockage) particulières.

Enfin, suite à la loi TECV, le gouvernement s'est engagé à publier des appels d'offres semestriels jusqu'en 2019 pour la mise en place de 3 000 MW de photovoltaïque. Parmi ces appels d'offres, une tranche annuelle sera réservée aux installations dites « innovantes », que ce soit au niveau technologique ou financier.

1.2.2.1 L'obligation d'achat

Le code de l'énergie fixe le principe du tarif d'achat dans ses articles L.314-1 et L.446-2. L'électricité photovoltaïque a pu se développer grâce à ces tarifs d'achat et peut toujours, sur certains segments, en profiter. Ces tarifs d'achat demandent à l'opérateur de réseau historique Electricité de France (EDF) de racheter l'électricité produite de source renouvelable. Concernant l'électricité photovoltaïque, ces tarifs sont dégressifs et ajustés trimestriellement après calcul de la CRE.

1.2.2.3 Le complément de rémunération

Désormais, pour suivre les inflexions de la Commission européenne, la France met en place un complément de rémunération. L'année 2015 a servi à poser les bases de ce dispositif qui doit être testé pour la première fois en 2016. Ce complément ne s'applique dans un premier temps qu'à certains cas. Ainsi, les producteurs d'électricité renouvelable vont vendre leur électricité sur les marchés, au prix du marché, qui sera légèrement bonifié grâce à cette prime. Ce dispositif incite le producteur à vendre son électricité lorsque les prix de marché sont élevés. Ces nouvelles dispositions se traduisent par un contrat entre le producteur et l'acheteur obligé (EDF ou les entreprises locales de distribution).

Les décrets d'application sont en cours de publication. La rentabilité des projets avec complément de rémunération est encore incertaine. De fait, le comportement à venir des investisseurs et banques est un point d'interrogation pour les acteurs qui attendent la fin 2016 pour en savoir plus.

Tableau 1. Tarifs d'achat photovoltaïque en vigueur au deuxième trimestre 2016

Type d'installation	Tarifs en vigueur pour les installations dont la demande de raccordement a été envoyée		
		Entre le 1 ^{er} janvier 2016 et le 31 mars 2016	Entre le 1 ^{er} avril 2016 et le 30 juin 2016
Intégrée au bâti	0-9 kW	25,01 cts€/kWh	24,63 cts€/kWh
	0-36 kW	13,82 cts€/kWh	13,27 cts€/kWh
Intégrée simplifiée au bâti	36-100 kW	13,13 cts€/kWh	12,61 cts€/kWh
	Tout type d'installation	0-12 MW	5,96 cts€/kWh

Source : www.developpement-durable.gouv.fr

Les décrets publiés fixent les conditions dans lesquelles les installations peuvent bénéficier de ce complément. Par ailleurs, la mise en place d'un acheteur de dernier recours est également précisé. Celui-ci devra conclure un contrat d'achat lorsque le producteur se trouve dans l'impossibilité de contractualiser avec un agrégateur ou de vendre lui-même sur le marché. Le recours à cet acheteur est possible également en cas de défaillance de l'agrégateur. Le tarif d'achat de cette électricité ne pourra être supérieur à 80 % du tarif de référence. Les installations photovoltaïques de moins de 100 kWc sur bâtiment continueront de bénéficier des tarifs d'achat.

1.2.3. Ordonnance sur l'autoconsommation

Le gouvernement a soumis un projet d'ordonnance relatif à l'autoconsommation au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) qui l'a adopté le 14 juin 2016. Le CSE est un organisme ayant pour objectif de conseiller le ministère en charge de l'Énergie sur la politique énergétique nationale. Il est consulté sur les actes réglementaires de l'État relatifs à cette politique. Il est composé de trois députés et deux sénateurs, un membre du Conseil d'État, quatre représentants de ministères, cinq représentants des collectivités territoriales, treize représentants des entreprises du secteur énergétique et cinq représentants du personnel des industries électriques et gazières. Ces membres sont nommés par arrêté du ministre en charge de l'Énergie.

L'ordonnance trace ainsi de nouveaux jalons pour l'autoconsommation au-delà de la sphère individuelle. Trois points sont développés :

- l'ordonnance introduit la notion d'autoconsommation collective et lui donne une définition ;
- par ailleurs, elle définit un tarif d'utilisation du réseau spécifique pour les consommateurs d'électricité participant à des opérations d'autoconsommation ;
- enfin, les petites installations peuvent déroger

à l'obligation de raccord à un périmètre d'équilibre. Le surplus est alors destiné à compenser les pertes du réseau.

De par cette approche, l'ordonnance structure le présent rapport qui expose deux modèles d'affaires. Le premier met en avant l'autoconsommation, c'est-à-dire le fait pour un consommateur de produire sa propre électricité. Le deuxième consiste en la vente d'électricité d'un producteur à un consommateur sans utilisation du réseau haute tension. Ces deux modèles présentent des aspects financiers différents. Ainsi, le premier propose une économie fondée sur une électricité qui n'est plus achetée puisqu'elle est produite directement par le consommateur. La pertinence de ce modèle vient donc de la comparaison de cette économie à l'investissement initial de l'installation photovoltaïque et aux coûts opérationnels de celle-ci. Le deuxième modèle, en revanche, inclut une transaction entre un producteur et un consommateur, basée sur un prix d'achat de l'électricité. La pertinence de ce modèle se fonde donc sur le prix de l'électricité proposé par le producteur et les modalités de vente, en comparaison avec un contrat d'un fournisseur plus institutionnel acheminant l'électricité via le réseau haute tension.

Pourtant, si ces deux modèles ne reposent pas sur le même paradigme financier, ils deviennent juridiquement proches du fait de l'introduction de la notion d'autoconsommation collective. En effet, le cas présenté de la vente directe tombe sous la coupe de l'article L315-5 du code de l'énergie relatif à cette notion d'autoconsommation collective.

1.2.4. Une spécificité française : Les zones non interconnectées (ZNI)

La Réunion, la Corse, Saint-Pierre-et-Miquelon, la Martinique, Mayotte... Dans ces territoires insulaires non connectés au réseau de transport métropolitain, les coûts de production de l'électricité sont plus élevés du fait de l'importation des combustibles fossiles. Ainsi, les technologies de production des

énergies renouvelables locales apparaissent plus intéressantes qu'en métropole. C'est également un terrain propice à l'expérimentation de solutions innovantes concernant notamment l'autoconsommation, le stockage et les « smart grids ». Il y a sur ces territoires des appels d'offres spécifiques. Le dernier date de juin 2016, et concerne des installations solaires couplées à des solutions de stockage. Au total, 33 projets ont été sélectionnés pour un total de 52 MWc.

1.2.5 La réforme du droit des obligations

Le 10 février 2016, une ordonnance a été publiée visant à faire évoluer le droit des obligations français. Sa mise en application est prévue pour octobre 2016. La jurisprudence accumulée sera intégrée au texte.

Cette évolution va modifier les règles d'édition du contrat en France. Tous les domaines sont concernés, dont celui des énergies renouvelables. Ainsi, les contrats passés doivent, à partir de la date d'entrée en vigueur de cette réforme, respecter les nouvelles règles mises en place.

1.3. SEGMENTS D'APPLICATION DU PHOTOVOLTAÏQUE

1.3.1 Le segment résidentiel individuel

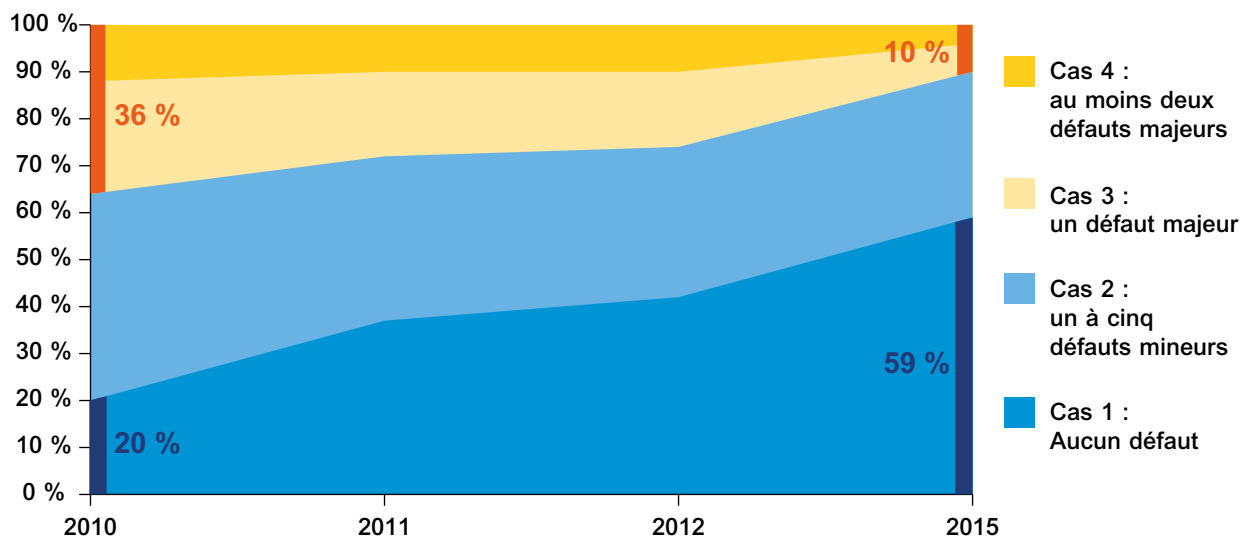
Le secteur résidentiel était un objectif important pour le déploiement du photovoltaïque français à la fin des années 2000. Cependant, si les installations se sont multipliées entre les années 2006 et 2009, ce déploiement a été entaché par deux phénomènes liés entre eux. Le premier est la tentative gouvernementale de favoriser les solutions photovoltaïques intégrées au bâti (IAB). Les installations IAB visent à remplacer une partie de la toiture par l'installation photovoltaïque. Celle-ci doit alors jouer le rôle attribué à la toiture, à savoir l'isolation et l'étanchéité du toit du bâtiment. Or, cette solution s'est avérée techniquement compliquée et a donné lieu à des cas d'installations inefficaces.

Par ailleurs, ce dispositif était soutenu par une politique d'obligation d'achat dont les niveaux n'ont pas suivi la baisse rapide des prix des modules photovoltaïques, résultant en un différentiel trop important entre prix d'achat et coût de revient. Ce

décalage a attiré sur le marché du photovoltaïque certains acteurs aux comportements opportunistes et délictueux. Les cas d'arnaques se sont multipliés et ont fortement terni l'image de la filière. En 2015, cette mauvaise réputation était encore l'un des principaux freins au développement du photovoltaïque cité par les industriels.

Pourtant, le secteur a déployé d'importants efforts en matière de certification des installateurs afin d'assurer une qualité de service accrue. Désormais, selon Qualit'ENR, organisme de labellisation, les installations sont bien plus sûres, comme en témoigne la baisse de la part d'installations contrôlées défectueuses.

Mais les nouvelles perspectives ouvertes par l'autoconsommation photovoltaïque relancent l'intérêt des particuliers. Ainsi, de nombreuses personnes sont particulièrement tentées par les solutions d'autoconsommation avec le souci principal d'avoir la maîtrise de leur production et consommation d'électricité. Selon un sondage d'OpinionWay paru

Graphique 3. Evolution de la qualité des installations photovoltaïques contrôlées (2010-2015)

Source : Présentation Qualit'ENR, Colloque Enerplan, 25 mai 2016

en mai 2016, 10 % de la population serait prête à investir dans une solution autoconsommation dans moins de deux ans, et 26 % de cette population est disposée à investir dans une période de deux à cinq ans.

1.3.2 Le segment résidentiel collectif

Le résidentiel collectif est un segment prometteur, dont les parties prenantes sont nombreuses et n'ont pas forcément l'habitude de travailler ensemble. En effet, les bailleurs, les professionnels du PV et les investisseurs apprennent progressivement à monter des projets en commun. Des expériences périodiques sont mises en place. Le PV peut d'abord servir à alimenter en électricité les parties communes des immeubles (ascenseurs et cages d'escaliers).

Cependant, pendant longtemps, l'électricité PV n'a pu être revendue ni même injectée dans les habitations, du fait du statut de la colonne montante (liaison électrique qui va chez chaque particulier), laquelle appartient au gestionnaire de réseau (Enedis, ex-ERDF). Or, pour que l'électricité PV soit

autoconsommée, il faudrait que cette électricité soit injectée à la base de cette colonne montante. Cette opération a été impossible pendant longtemps car il s'agissait d'injection sur le réseau public. Cette impossibilité commence à être battue en brèche suite à une ordonnance de juin 2016.

1.3.3 Les bâtiments de bureaux

Il y a encore peu de projets PV sur des bâtiments de bureaux, à part quelques bâtiments écoconçus. Soit les bureaux et le bâtiment appartiennent à la même entité légale, auquel cas il pourrait y avoir une injection directe, soit les bureaux sont partagés et loués, et l'injection individuelle s'avère plus compliquée à mettre en place. La situation se rapproche alors du cas des habitats collectifs avec la vente à plusieurs entités.

1.3.4 Les bâtiments commerciaux

Deux cas de figure se rencontrent : les centres commerciaux et les enseignes de grande distribution. Dans le premier cas nous retrouvons la situation



déjà représentée de différentes entités locatrices de leurs locaux dans un bâtiment commun. L'injection d'une installation PV ne peut ambitionner que le fonctionnement électrique des parties communes. En revanche, les enseignes de la distribution, avec un seul locataire/propriétaire se tournent vers le PV. Il s'agit sans doute même de l'un des segments où le plus de projets se mettent en place, notamment grâce à l'autoconsommation. En effet, il y a adéquation entre les périodes de production et de consommation. Par ailleurs, les projets semblent économiquement intéressants, c'est-à-dire rentables sur le long terme. Cela tient notamment aux incertitudes quant aux prix de l'électricité dans les années à venir (augmentation probable de 5 %).

Ainsi, selon une étude de l'Association technique de la grande distribution (PERIFEM), 62 % des acteurs de la grande distribution sont prêts à investir dans une solution en autoconsommation. Parmi eux, 68 % sont disposés à le faire pour être plus autonomes énergétiquement, et donc mieux maîtriser leurs dépenses énergétiques.

Il convient de faire une distinction entre la distribution de produits alimentaires et celle de produits « autres ». La distribution alimentaire demande de garder les produits au frais constamment, ce qui accroît la demande en énergie. Les distributeurs alimentaires ont donc une consommation électrique bien plus importante que les autres.

1.3.5 Les bâtiments publics

Dans les bâtiments publics, les installations photovoltaïques peuvent avoir du sens, mais le débat se déroule alors dans un champ plus politique, car la première motivation n'est pas de faire des économies ou un investissement rentable.

Par ailleurs, c'est principalement le segment des bâtiments scolaires qui a été étudié dans le cadre de cette étude. Ainsi, ce sont des constructions particulières marquées par les rythmes des vacances. Or, pendant les périodes de congé les bâtiments consomment peu/pas d'électricité.

1.3.6 Les parcs industriels

Il s'agit là du cas le plus particulier et le plus expérimental, car un parc industriel concerne plusieurs bâtiments. Savoie Technolac en France va ouvrir la voie à beaucoup de nouveaux modèles, s'appliquant à des bâtiments reliés entre eux. Des contrats de vente seront mis en place d'un bâtiment à l'autre. Pour l'instant, rien de tel n'existe en France, et la solution ne sera pas simple à développer.



2. L'AUTOCONSOMMATION

De nombreux particuliers sont séduits par l'idée de produire eux-mêmes l'électricité qu'ils consomment. Ainsi, en 2016, OpinionWay a présenté un sondage lors d'un colloque organisé par Enerplan consacré à l'autoconsommation. Selon les résultats, 47 % des consommateurs

seraient prêts à investir dans une installation photovoltaïque consacrée à l'autoconsommation. Parmi eux, 10 % envisagent de réaliser cet investissement dans les deux années suivant le sondage et 26 % dans les deux à cinq ans suivant le sondage.

2.1. ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE DE L'AUTOCONSOMMATION

Le cadre réglementaire de l'autoconsommation est en évolution. En effet, pendant longtemps, l'autoconsommation n'était pas mentionnée dans les textes de loi, sans pour autant être interdite. Seule la loi n°2010-1488 de décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité dite loi « NOME » mentionnait les « *petits producteurs d'électricité qui la consomment pour les besoins de leur activité* ».

En juillet 2014, un groupe de travail mis en place par le ministère de l'Écologie, du développement durable et de l'énergie a produit un rapport sur l'autoconsommation et ses possibles évolutions

en France. Cette étude avait pour but de paver le cadre réglementaire de l'autoconsommation. Si le temps de cette mise en place semble long (près de deux ans), le rapport fait une distinction structurelle entre deux notions : l'autoconsommation et l'autoproduction.

- Le taux d'autoconsommation représente la part de production d'électricité qui est consommée sur place instantanément. **Autoconsommation (%) = production consommée sur place / production totale.**
- Le taux d'autoproduction représente la part de consommation d'électricité produite instantané-

ment sur place par l'installation photovoltaïque.
Autoproduction (%) = consommation produite sur place/consommation totale.

Pour une politique de pilotage de l'autoconsommation vertueuse, les politiques publiques souhaitent s'appuyer sur les deux notions. Ainsi, répondre au désir citoyen d'une autonomie énergétique totale demande un taux d'autoproduction de 100 % qui peut, par ailleurs, ne représenter qu'une petite partie de la consommation totale d'un bâtiment.

C'est avec la loi TECV et l'article 119 que l'autoconsommation est inscrite juridiquement dans le cadre français. En effet, cet article autorise le gouvernement à prendre des mesures par ordonnance permettant de « *mettre en place les mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique, comportant notamment la définition du régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation, les conditions d'assujettissement de ces installations au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, et le recours à des expérimentations. Un régime spécifique est prévu pour les installations individuelles d'une puissance inférieure à 100 kilowatts* ». Par ailleurs, la loi TECV va au-delà du simple cadre juridique de l'autoconsommation puisqu'elle précise dans son article 2 que les politiques publiques « *soutiennent l'autoconsommation d'électricité* », et ceci à des fins de « *renforcement de la compétitivité de l'économie française et à l'amélioration du pouvoir d'achat des ménages, en particulier des ménages exposés à la précarité énergétique* ».

Le gouvernement a ainsi publié une ordonnance au deuxième trimestre 2016 traçant de nouveaux jalons pour l'autoconsommation en lui permettant également de dépasser le cadre de la sphère individuelle. Ainsi, l'autoconsommation est désormais définie à l'article L.315-1 du code de l'énergie comme « *le fait, pour un producteur, de consom-*

mer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation ». Par ailleurs, trois points sont développés.

- L'ordonnance introduit la notion d'autoconsommation collective et lui donne une définition dans son article L.315-2 : « *L'autoconsommation peut être collective lorsqu'une vente d'électricité s'effectue entre un ou plusieurs consommateurs finals et un ou plusieurs producteurs, liés entre eux notamment sous forme d'association, de coopérative ou de syndicat de copropriétaires, dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution. Cette vente d'électricité constitue l'opération d'autoconsommation collective.* »
- Elle définit un tarif d'utilisation du réseau spécifique pour les consommateurs d'électricité participant à des opérations d'autoconsommation grâce à son article L.315-3 : « *La Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation individuelle ou collective, en tenant compte du niveau de tension auquel sont effectués les injections et les soutirages d'électricité.* »
- Enfin, les petites installations peuvent déroger à l'obligation de raccord à un périmètre d'équilibre du fait de l'article L.315-5. Le surplus est alors destiné à compenser les pertes du réseau : « *les injections d'électricité effectuées à partir d'une installation de production d'électricité, d'une puissance installée maximale définie par décret, dans le cadre d'une opération d'autoconsommation sur le réseau public d'électricité et qui excèdent la consommation associée à cette opération, peuvent faire l'objet d'un contrat de vente avec un tiers, le cas échéant avec le fournisseur qui alimente également ce site ou sont, à défaut, cédées à titre gratuit au gestionnaire du réseau public sur*

lequel il est raccordé et viennent en compensation des pertes techniques de ce dernier ».

Par ailleurs, en mars 2016, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité Enedis, alors appelé ERDF a présenté un projet de convention pour l'autoconsommation. Il s'agit d'une convention type qu'un consommateur d'électricité peut signer avec Enedis, pour une installation inférieure à 36 kVA. Cette convention ne prévoit pas d'injection d'électricité dans le réseau, toute l'électricité produite devant donc être consommée par le producteur. Il s'agit ainsi d'encadrer les projets d'autoconsommation totale. Si un producteur d'électricité photovoltaïque souhaite injecter une partie de l'électricité produite sur le réseau afin de

la revendre, alors il doit signer un contrat de raccordement, accès et exploitation (CRAE).

Il existe cependant un fossé entre les deux cas de figure car un producteur/consommateur d'électricité peut avoir besoin d'injecter dans le réseau un surplus d'électricité produite, dit « résiduel », sans chercher à le revendre. Ce modèle de convention va donc être rapidement dépassé, notamment grâce aux apports de la nouvelle ordonnance du gouvernement.

2.2. MISE EN PLACE D'UN PROJET EN AUTOCONSOMMATION

Il existe plusieurs points de passage obligé pour mettre en place un projet photovoltaïque en autoconsommation, selon qu'il concerne le secteur résidentiel individuel (projet de petite taille) ou le résidentiel collectif, les grandes surfaces, les bâtiments publics, de bureaux, et les parcs industriels (projets de taille intermédiaire ou grande).

2.2.1 Mise en place d'un projet d'autoconsommation dans le résidentiel individuel

Le particulier souhaitant installer des panneaux photovoltaïques sur son toit et consommer l'électricité produite peut se faire aider dans ses démarches par des professionnels du secteur.

La première étape consiste à évaluer sa consommation d'électricité. Il est important de pouvoir la suivre heure par heure afin de pouvoir la mesurer

lorsque l'installation photovoltaïque est à même de fournir de l'électricité. Par ailleurs, il convient de faire cette évaluation sur les périodes de l'année où la consommation est la plus élevée (en hiver), et la plus basse (en été). L'obtention de sa courbe de charge auprès de son fournisseur d'électricité permet d'avoir des relevés précis rapidement.

La deuxième étape a pour objectif de déterminer la stratégie de dimensionnement de son installation photovoltaïque. Si celle-ci est sans stockage, elle ne peut couvrir que 20 % de la consommation électrique totale d'un foyer du fait du décalage entre le moment de la production (la journée) et les pics de consommation (la soirée). Le particulier doit ainsi décider s'il souhaite coupler cette installation avec un système de stockage, ce qui augmente fortement le coût de l'investissement initial. Dans ce rapport, il est question d'une installation sans stockage. Le particulier doit ensuite décider si l'électricité produite est exclusivement destinée à sa consommation ou

si une partie est destinée à être injectée dans le réseau et revendue. Les tarifs d'achat actuels rendent cette vente intéressante dans le cas où l'installation est de type « intégré au bâti », ce qui demande une installation plus compliquée. Ce rapport fait l'hypothèse d'une installation de petite taille dont l'essentiel de l'électricité produite est destiné à la consommation du foyer. Cependant, grâce aux évolutions législatives récentes, l'électricité peut être réinjectée dans le réseau en cas de non-consommation. Les cas sélectionnés par le rapport présentent donc une installation dont le taux d'autoproduction est d'environ 20 % et le taux d'autoconsommation proche de 100 %.

Le particulier doit ensuite estimer sa production. Celle-ci dépend de l'emplacement géographique du foyer. De nombreuses cartes sont disponibles sur Internet, et certaines villes françaises telles que Paris ont mis en place des « plan cadastraux solaires » qui sont des cartes présentant l'irradiation de chaque bâtiment de la ville. L'évaluation de la production peut aller plus loin en prenant en compte l'orientation du toit, son exposition à l'ombre et son inclinaison.

Le particulier peut avoir recours aux services d'un installateur. Le rapport recommande de privilégier les services d'un installateur possédant une qualification de type QualiPV. Le particulier, ou l'installateur travaillant pour le particulier, doit ensuite choisir le matériel qui sera utilisé pour son installation. Si les panneaux sont importants, une attention particulière doit également être apportée aux onduleurs. Avant de commencer la mise en place des panneaux, il faut faire une demande préalable à la mairie. Il faut ensuite constituer un dossier pour obtenir une convention d'exploitation autoconsommateur.

Une fois l'installation terminée, si elle entraîne une modification de l'installation électrique, le Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité (Consuel) doit vérifier l'installation et procure alors

une attestation de conformité. Cependant, cette étape se produit rarement pour un particulier et peut être remplacée par une déclaration sur l'honneur attestant que l'installation n'a pas nécessité de modification demandant le passage du Consuel.

Le particulier peut financer cette mise en place par ses propres moyens. Le coût d'un tel projet oscille entre 10 000 € et 12 000 €. Si cet investissement initial est trop élevé, le particulier peut faire appel à une banque. Celle-ci déterminera alors la pertinence du prêt en fonction des revenus de la personne et de son niveau d'endettement.

2.2.2 Mise en place d'un projet d'autoconsommation pour une installation de taille moyenne : grandes surfaces, bâtiments de bureaux, bâtiments publics, logements collectifs

L'entité intéressée par une installation photovoltaïque doit prendre contact avec un maître d'ouvrage. Celui-ci commence son travail par une étude d'opportunité, une analyse de la consommation du bâtiment et une évaluation du projet. Il s'agit d'une étude préliminaire pouvant permettre d'établir un devis, et visant à motiver la décision du propriétaire du bâtiment, lequel peut alors choisir de continuer ou non le processus.

Si cette étape est concluante, le maître d'ouvrage peut commencer la réalisation des études économiques et financières du projet et mettre en place son schéma de financement. Pour cela, différentes sources sont possibles. La première peut provenir des fonds propres des propriétaires des bâtiments. Ainsi, certaines enseignes de la grande distribution préfèrent financer par fonds propres l'intégralité de leurs projets. Leur critère principal répondant au temps de retour sur investissement. Une autre source importante de financement est également l'emprunt bancaire. Selon une étude de l'Ademe basée sur les Observations de la CRE et du Fraunhofer Institute, le taux moyen de l'endette-



ment pour ces projets pour les entreprises en 2014 était de 4,5 %. Enfin, certains projets commencent à utiliser le financement participatif comme source partielle de financement. Par ailleurs, le maître d'ouvrage va mener des recherches sur les aides éventuellement disponibles et mises en place pour soutenir le développement du photovoltaïque. Ces aides peuvent se trouver au niveau local, régional voire national.

L'étape suivante concerne la préparation du dossier administratif. Cette phase doit être complétée par une rencontre avec les pompiers pour leur présenter le projet. Il s'agit d'une étape obligatoire afin d'obtenir un permis de construction.

La mise en œuvre peut alors commencer, elle débouche sur la mise en service. Celle-ci est un tournant à la suite duquel les contrats de service après vente et les contrats de service sont signés, afin de s'assurer que la réalisation est conforme à ce qui était prévu.

2.2.3 Gestion de l'injection de l'électricité résiduelle

Lorsqu'une entité consomme de l'électricité photovoltaïque qu'elle produit elle-même, elle doit le déclarer au gestionnaire de réseau, Enedis (ex-ERDF). Pour cela, des modèles de convention sont publiés par Enedis. Un point reste en suspens concernant la gestion de l'électricité résiduelle.

En effet, un producteur, même avec un objectif d'autoconsommation de 100 %, peut avoir à injecter sur le réseau de l'électricité résiduelle. Pour cela, le cadre réglementaire n'est pas encore fixé. Cependant, un producteur d'électricité peut utiliser l'un des modèles de contrat publié par Observ'ER et qui prévoit cette injection résiduelle intitulée « Modèle de vente du surplus d'électricité dans le cadre d'une autoconsommation collective ».

Ce modèle de contrat est rédigé grâce aux nouvelles perspectives offertes par l'ordonnance de juin 2016 sur l'autoconsommation et son article L.335-5 consacré à l'autoconsommation collective. Ce type de contrat peut également permettre la revente d'électricité résiduelle lorsque le producteur destine son électricité à la vente pour un consommateur, sans utiliser le réseau haute tension, et dispose d'un surplus d'électricité. Enfin, il conviendra de scruter les futurs développements sur la possibilité de revendre ce surplus d'électricité à un tiers, sans utiliser l'injection sur le réseau haute tension.

2.3. CALCULS DE RENTABILITÉ

En France, le coût de l'électricité est peu cher par rapport aux autres pays européens. Les installations photovoltaïques en autoconsommation sont des investissements qui, sur le moyen terme, permettent de faire des économies. Ce calcul de rentabilité s'applique à tous les segments et repose sur une hypothèse largement admise, à savoir que prochainement les prix de l'électricité vont augmenter de 3 % à 8 % chaque année.

2.3.1 Le segment résidentiel particulier

Cas n° 1 : Autoconsommation pure

Si un particulier souhaite installer un panneau photovoltaïque qui ne fonctionne qu'en autoconsommation, sans stockage, il doit prendre une installation de taille modeste. Le rapport étudie le cas d'une installation de 500 Wc, générant une petite quantité d'électricité, ce qui correspond à la consommation d'un foyer en journée.

Le rapport retient un coût du système de 2 100 €/kWc, qui est un prix attribué aux installations en surimposition, c'est-à-dire posées sur les toits plutôt qu'en intégré au bâti, remplaçant la toiture. En effet, cette dernière solution n'est pertinente à mettre en place que lorsque le particulier souhaite profiter des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque.

D'autres types d'installations pourraient être envisagées tels qu'une ombrière de stationnement individuelle photovoltaïque. Ce modèle est cependant encore peu répandu. Par ailleurs, le taux d'autoconsommation pourrait être augmenté avec une solution individuelle de stockage, mais ce modèle d'installation est encore très peu présent sur le marché français.

Afin de calculer l'intérêt financier d'une telle installation, ce rapport compare l'électricité autoconsommée à une électricité qui serait achetée à 15 cts€/kWh et qui augmenterait de 4 % chaque année. Afin de mesurer le productible, l'irradiation théorique de référence est de 1400 kWh/m²/année, ce qui correspond à une irradiation de la moitié sud de la France.

Un tel projet a un temps de retour sur investissement de douze ans. Au-delà de cette période, ce sont autant d'économies qui sont réalisées. Or la durée de vie d'une installation photovoltaïque, selon la qualité du matériel varie entre vingt et trente ans, le cas référencé se basant sur une durée moyenne de 25 ans.

La valeur actuelle nette du projet est positive (983 €) ce qui montre que l'investissement est économiquement censé.

Le **graphique 5** montre que les économies réalisées augmentent chaque année. En effet, le prix de l'électricité augmentant, une installation en autoconsommation deviendra de plus en plus intéressante au fil des ans. Ce cas ne repose pas sur un endettement bancaire pour financer cette installation, le coût total étant relativement peu élevé. Ces économies permettent par ailleurs de couvrir le coût de la maintenance qui permet à l'installation de durer d'autant plus longtemps.

Tableau 2. Données financières, autoconsommation pure, logement individuel

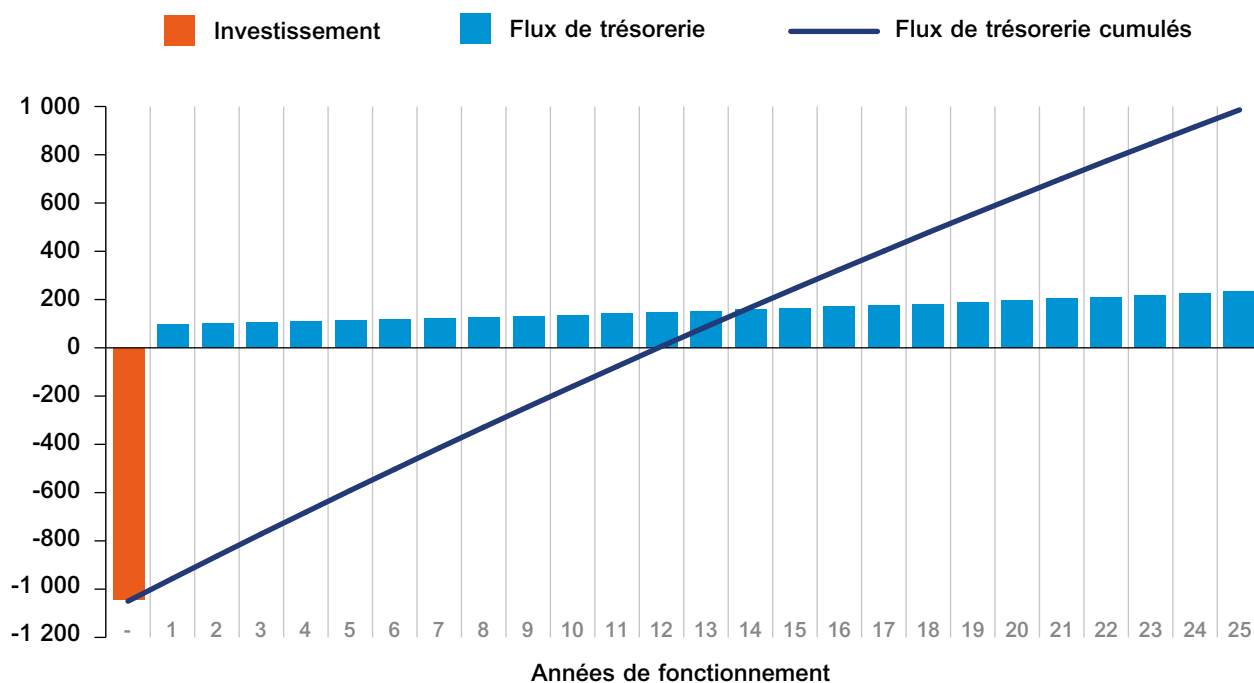
PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	1	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	2 100	Tarif d'achat	-	€/kWh	-
Coût total du système	€	1 050	Autoconsommation	100 %	€/kWh	0,1500
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	1 050	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	9	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	-	€/kWh	-
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1400	Valeur actuelle nette		€	983
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	11,61 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 400	TRI Fonds propres		%	11,61 %
Dégradation	% p.a.	0,25 %	Temps de retour sur investissement		Années	11,93
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,13
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,13
			Min DSCR**		x	-
			Min LLCR***		x	-
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	1 050				
Dette	€	-				
Maturité du prêt	Années	10				
Taux d'intérêt	%	5,0 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)

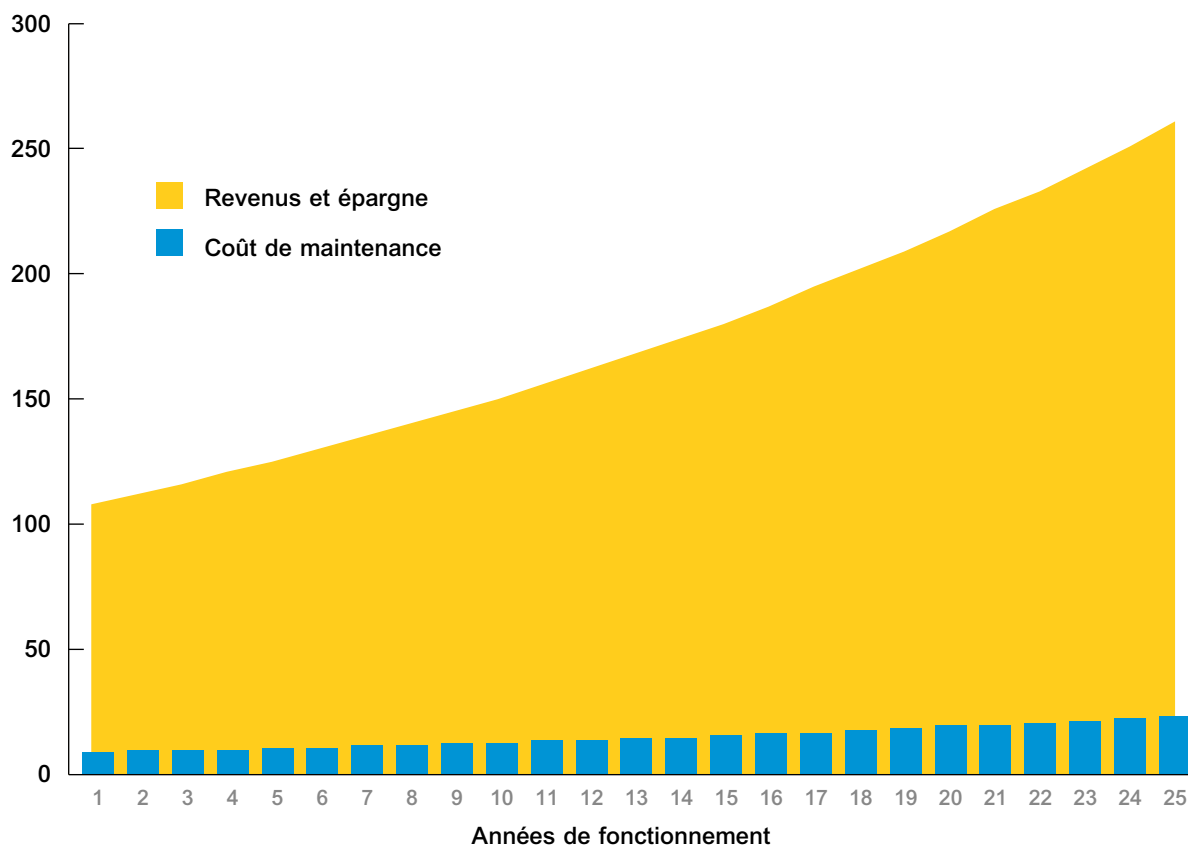
** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)

*** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

Source : PV Financing

Graphique 4. Cash-flow, autoconsommation pure, logement individuel

Source : PV Financing

Graphique 5. Revenus, autoconsommation pure, logement individuel

Source : PV Financing



Cas n°2 : Autoconsommation partielle avec revente au réseau

Par ailleurs, un particulier peut opter pour une installation de taille supérieure (3 kWp) et revendre l'électricité qu'il ne consomme pas.

Le rapport suppose que l'installation du particulier est intégrée au bâtiment (IAB), car les tarifs d'achat garantis dans ces cas sont élevés : 24,63 cts€/kWh pour les demandes de raccordements faites entre le 1^{er} avril 2015 et le 30 juin 2016. Ces installations sont plus chères à mettre en place que les installations en surimposition : 2 570 €/kWc pour les IAB entre 3 et 9 kWc, contre 1 970 €/kWc pour la surimposition, selon une étude de l'Ademe d'octobre 2015. Ce rapport se base sur un prix de 2 500 €/kWc.

L'investissement initial est plus élevé (environ 7 500 €) mais, à terme, un projet de ce type permet un gain financier plus important. Le temps de retour sur investissement est sensiblement le même, légèrement supérieur à onze ans. Par ailleurs, la VAN du projet est positive (5 045 €), le projet est donc un investissement financièrement cohérent.

Le rapport pose comme hypothèse dans ce cas un taux d'autoconsommation de 15 % et une revente de 85 % de l'électricité produite. Les bénéfices du projet sont donc de deux sources : la première est

l'électricité qui n'est plus achetée puisqu'elle est autoproduite, ce qui représente une économie, et la deuxième est le revenu assuré par la revente de l'électricité.

Ce schéma offre des revenus constants dans le temps car essentiellement basés sur un tarif fixe, tandis que dans le cas n°1, l'économie augmentait d'une année à l'autre.

Il y a ici une stabilité rassurante à l'investissement car les données économiques principales sont fixées avant la décision de l'investissement. À noter que ce modèle repose sur une durée du projet de 25 ans. Cependant, les tarifs d'achat sont généralement fixés pour 20 ans. Il est ainsi probable qu'un particulier optant pour un schéma semblable ait à basculer d'un mécanisme de revente avec obligation à un mécanisme de revente de l'électricité à un agrégateur. Il est difficile de faire un pronostic sur les options qui seront disponibles à 20 ans, mais il est probable que l'électricité pourra être revendue à un prix intéressant. Par ailleurs, selon l'évolution des options de stockage, le particulier pourrait avoir l'option de stocker cette électricité pour différer sa consommation et ainsi augmenter sa part d'autoconsommation et sa part d'autoproduction.

Tableau 3. Données financières, autoconsommation avec revente au réseau, secteur résidentiel

PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	3	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	2 500	Tarif d'achat	85 %	€/kWh	0,2463
Coût total du système	€	7 500	Autoconsommation	15 %	€/kWh	0,1500
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	7 500	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	64	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	-	€/kWh	-
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1400	Valeur actuelle nette		€	5 045
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	11,03 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 400	TRI Fonds propres		%	11,03 %
Dégradation	% p.a.	0,25 %	Temps de retour sur investissement		Années	11,13
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,16
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,16
			Min DSCR**		x	-
			Min LLCR***		x	-
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	7 500				
Dette	€	-				
Maturité du prêt	Années	10				
Taux d'intérêt	%	5,0 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

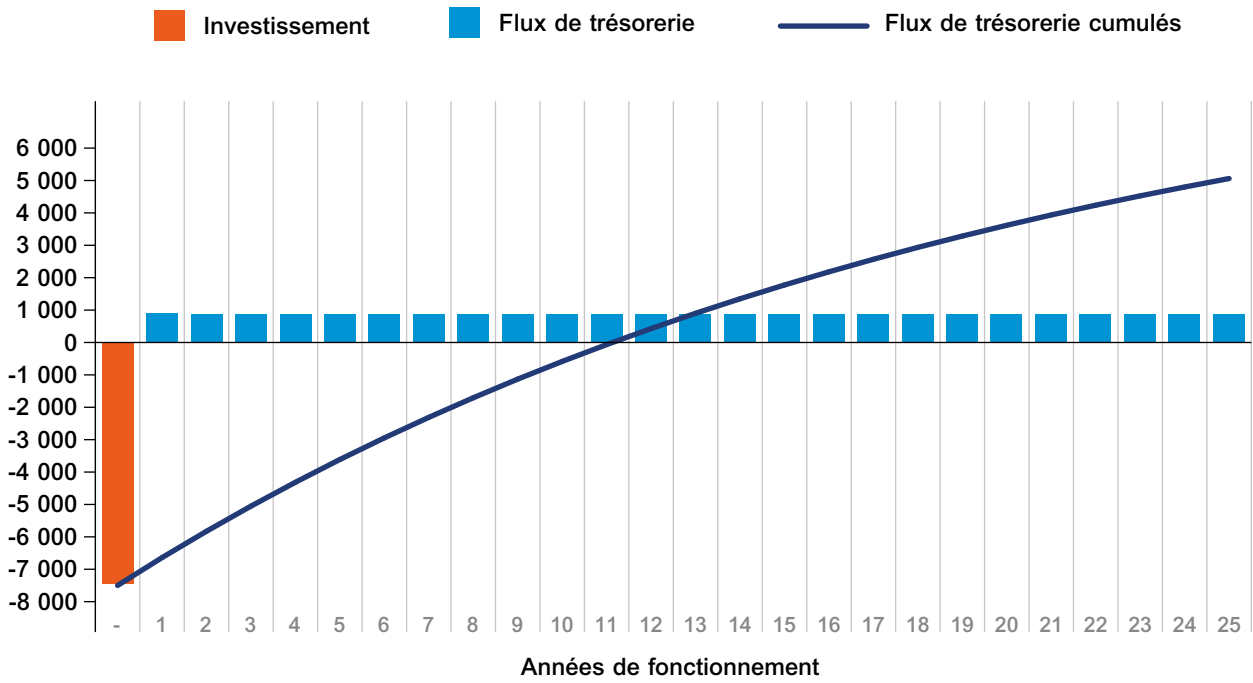
* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)

** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)

*** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

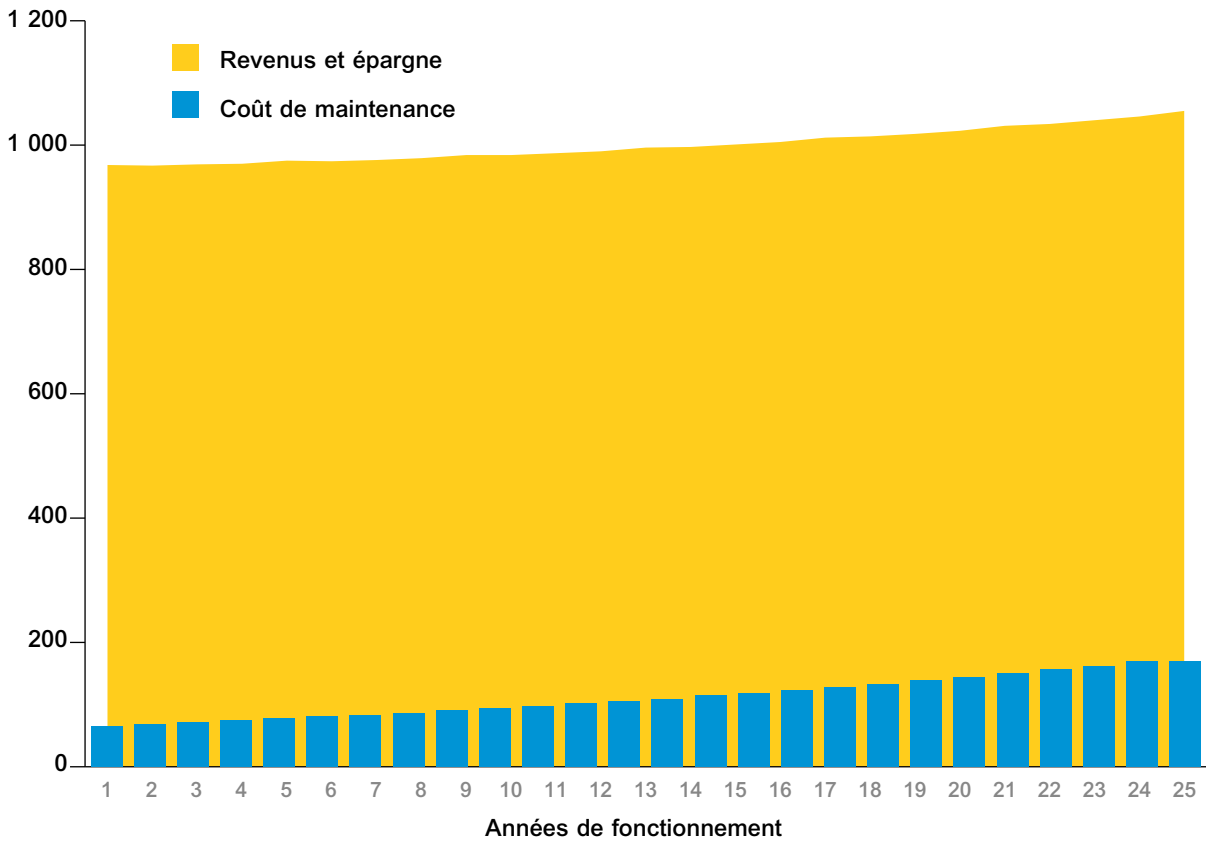
Source : PV Financing

Graphique 6. Cash-flow, autoconsommation avec revente au réseau, secteur résidentiel



Source : PV Financing

Graphique 7. Revenus, autoconsommation avec revente au réseau, secteur résidentiel



Source : PV Financing



2.3.2. Le segment de la grande distribution

La grande distribution est un segment particulièrement à la pointe des installations en autoconsommation. En effet, celles-ci font sens en tant qu'investissements immobiliers et permettent à ce secteur de planifier sa stratégie de coût énergétique. La consommation d'électricité représente une part importante des postes de dépense. C'est pourquoi, en France, de nombreux cas pratiques d'installations en autoconsommation sont déjà présents sur ce segment. Cependant, il reste nombre de sites non équipés qui peuvent être intéressés par ces modèles.

À noter que le territoire français est déjà bien quadrillé par les grandes surfaces. Les ouvertures de

nouveaux grands magasins sont donc relativement nombreuses. Les installations photovoltaïques se font donc, soit sur les toitures de bâtiments déjà existants, soit pendant une opération de rénovation ou de renouvellement de toit, soit en ombrière de parking.

Cas n°1 : Installation sur toiture

Les grandes surfaces sont nombreuses en France. La surface plane de leur toit offre, a priori, un espace idéal pour installer du photovoltaïque. Toutefois, les grandes surfaces les plus anciennes ne sont pas forcément adaptées à ces installations, leurs toits pouvant être trop fragiles. Celles ouvertes depuis les années 2010 auront probablement plus de facilité à accueillir du photovoltaïque.

Tableau 4. Données financières, autoconsommation avec installation sur toiture, grande distribution

PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	400	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	1 700	Tarif d'achat	-	€/kWh	-
Coût total du système	€	680 000	Autoconsommation	100 %	€/kWh	0,1000
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	680 000	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	7 800	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	-	€/kWh	-
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1500	Valeur actuelle nette		€	529 457
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	10,32 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 500	TRI Fonds propres		%	10,32 %
Dégradation	% p.a.	0,50 %	Temps de retour sur investissement		Années	13,57
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,11
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,11
			Min DSCR**		x	-
			Min LLCR***		x	-
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	680 000				
Dette	€	-				
Maturité du prêt	Années	20				
Taux d'intérêt	%	5,0 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)
 ** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)
 *** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

Source : PV Financing

Si une grande surface peut installer du photovoltaïque sur son toit sans avoir à modifier celui-ci, c'est-à-dire si celui-ci est « PV ready », alors le coût de l'installation est d'environ 1 700 €/kWc.

Ce rapport compare une installation en autoconsommation avec la consommation d'électricité achetée sur le réseau à un prix initial de 10 cts€/kWh et une augmentation de 5 % par an.

La taille totale de l'installation supposée dans ce rapport est de 400 kWc, ce qui est réaliste pour une grande surface, même si une telle installation ne permet pas d'atteindre un taux d'autoproduction de 100 %, étant souvent plus proche de 50 %.

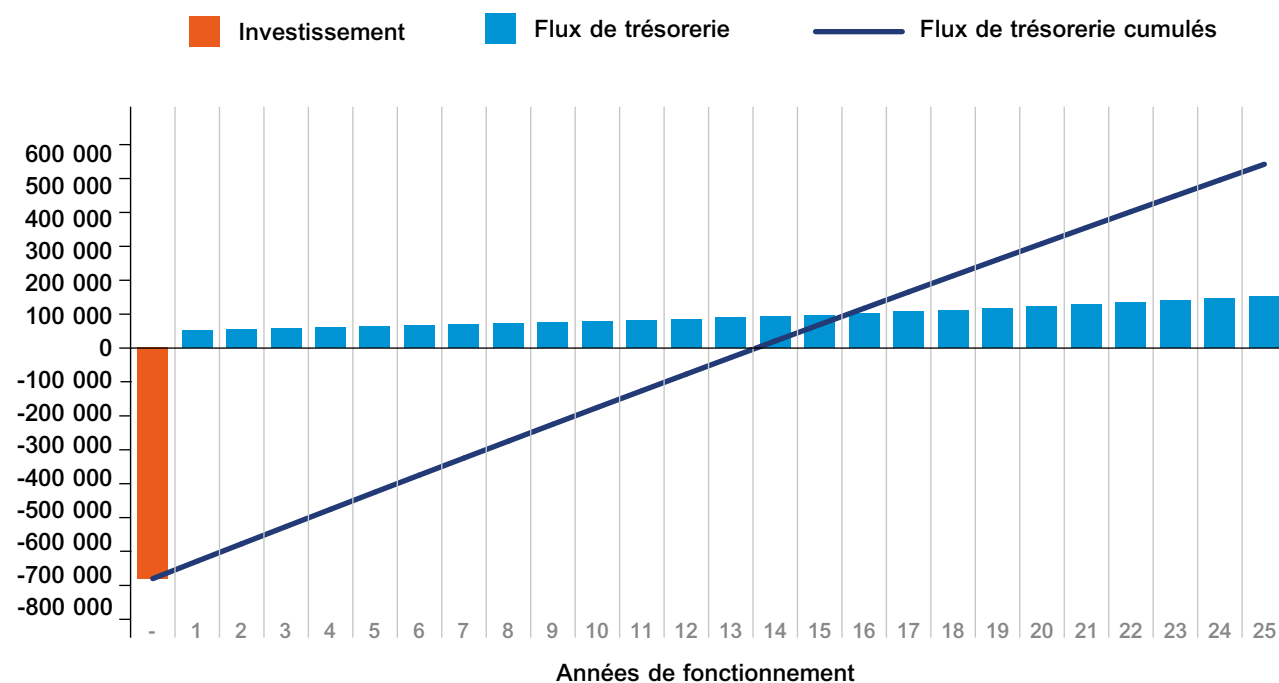
Par rapport aux cas précédents, le taux d'irradiation a été relevé à 1 500 kWh/m²/an pour que les conditions soient optimales. Cependant ce modèle correspond au sud de la France et se rencontre fré-

quemment. Par ailleurs, il n'exclut pas les régions plus au nord, le productible n'y étant que légèrement plus faible. La durée de référence du projet est de 25 ans, ce qui pourrait être relevé selon la qualité des panneaux et de l'installation.

Ce rapport suppose que l'installation est financée essentiellement sur fonds propres, sans recours à la dette. Le montant à investir est élevé, mais les observations préparatoires réalisées montrent que de nombreux gérants de grandes surfaces préfèrent ne pas recourir à l'endettement bancaire. Par ailleurs, le critère de décision d'investissement principalement utilisé semble être le temps de retour sur investissement plutôt que la VAN.

Ce projet est rentable, sa VAN est largement positive (529 457 €) et le temps de retour d'investissement est de moins de 14 ans.

Graphique 8. Cash-flow, autoconsommation avec installation sur toiture, grande distribution



Source : PV Financing



HochBild Design_ JBC SOLAR

Cas n° 2 : les ombrières de parking

De nombreuses grandes surfaces ont des toits trop fragiles pour accueillir une installation photovoltaïque. La remise à niveau du toit représenterait un coût important que beaucoup ne peuvent se permettre.

Il existe une alternative : les ombrières de parking. Il s'agit d'installations photovoltaïques surélevées de façon à ce que les voitures puissent se garer en dessous. Ces installations augmentent le prix de l'installation photovoltaïque (2 100 €/kWp). Mais elles abritent les véhicules des visiteurs, ce qui augmente le confort du client. Par ailleurs, cela rend plus visibles les efforts environnementaux réalisés par l'établissement, ce qui est également un argument commercial.

Les hypothèses posées ici sont proches du cas précédent. Ainsi, le rapport considère une installation d'une taille de 400 kWc et une irradiation du site de 1500 KWh/m²/année.

Par ailleurs, le cas considéré compare également l'électricité autoconsommée par rapport à une électricité achetée à 10 cts€/kWh à un fournisseur utilisant le réseau haute tension. Le projet a également une durée de 25 ans qui pourrait être relevée selon la qualité du matériel et de l'installation.

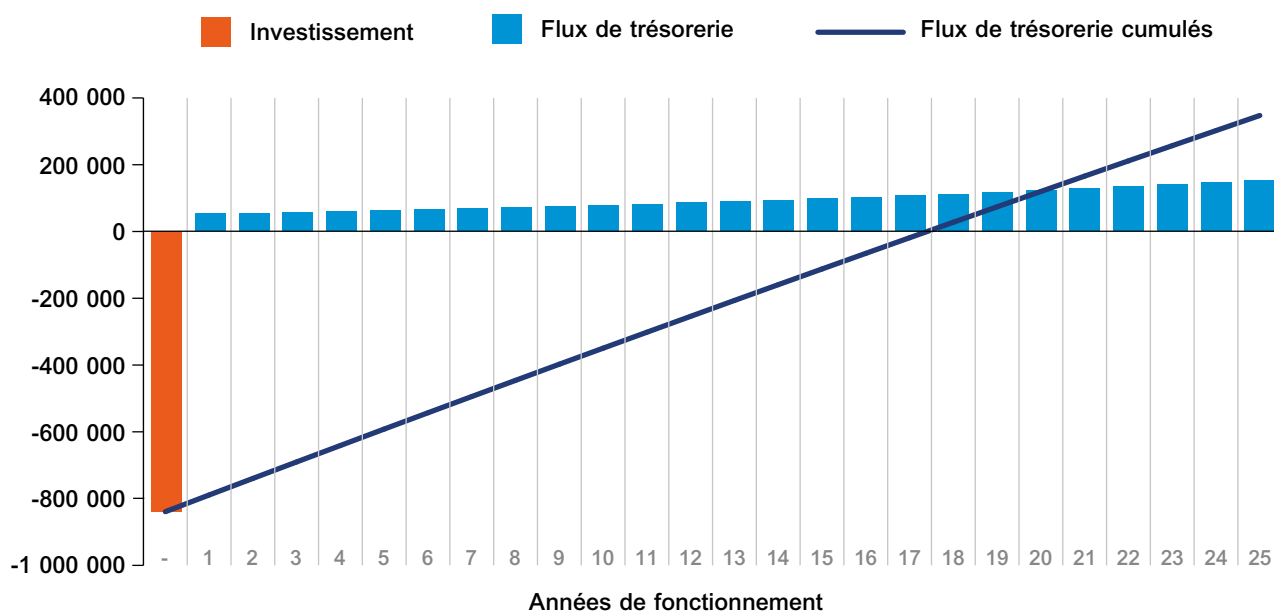
Cet investissement diminue la rentabilité du projet mais reste financièrement intéressant comme le montre la VAN positive (335 136 €). Le temps de retour sur investissement est légèrement plus long et passe à plus de 17 ans.

Tableau 5. Données financières, autoconsommation, ombrières de parking

PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	400	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	2 100	Tarif d'achat	-	€/kWh	-
Coût total du système	€	840 000	Autoconsommation	100 %	€/kWh	0,1000
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	840 000	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	9 400	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	-	€/kWh	-
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1500	Valeur actuelle nette		€	335 136
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	7,93 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 500	TRI Fonds propres		%	7,93 %
Dégradation	% p.a.	0,50 %	Temps de retour sur investissement		Années	17,42
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,13
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,13
			Min DSCR**		x	-
			Min LLCR***		x	-
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	840 000				
Dette	€	-				
Maturité du prêt	Années	20				
Taux d'intérêt	%	5,0 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)
 ** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)
 *** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

Source : PV Financing

Graphique 9. Cash-Flow, autoconsommation, ombrières de parking

Source : PV Financing

2.4. SCHÉMAS DE FINANCEMENT RECOMMANDÉS

Selon la taille de l'installation, plusieurs schémas de financement sont possibles. Le financement en propre, la dette bancaire et le financement participatif représentent les trois modèles les plus courants. L'investissement en fonds propres est un schéma facile, où le consommateur intéressé par une solution PV en autoconsommation finance 100 % du projet. Il est alors seul et libre pour déterminer les caractéristiques financières propres à évaluer le succès de son investissement (retour sur investissement, valeur actualisée nette). La dette est un outil important qui est présenté plus loin dans le rapport (p. 50). En revanche, les mécanismes du financement participatif méritent d'être présentés ici en détail.

Certaines plateformes de financement participatif en France se sont spécialisées dans l'accompagnement de projet d'énergies renouvelables dont le photovoltaïque. Ces plateformes fournissent généralement de la dette, soit sous forme d'obligation soit sous forme de prêts.

En octobre 2014, l'environnement réglementaire du financement participatif s'est structuré suite à une ordonnance. Deux statuts spécifiques ont été créés pour les plateformes : le conseil en investissement participatif (CIP) ou le statut d'intermédiaires en financement participatif (IFP). Ces deux statuts sont optionnels mais permettent d'inscrire les plateformes dans un cadre réglementaire clair. Les CIP permettent le financement via des parts sociales ou des obligations. Les IFP passent par la dette.

Un porteur de projet qui souhaite faire appel à une plateforme de financement participatif doit respecter plusieurs étapes. Premièrement, le développeur doit décider s'il est pertinent ou non d'avoir recours au financement participatif. Ce dispositif offre peu d'avantages du point de vue des conditions financières par rapport à une banque, une obligation ou un investissement en fonds propres. Toujours est-il qu'une plateforme de financement participatif génère une large visibilité sur le projet et peut être utilisée comme outil de communication, ce qui s'avère particulièrement utile quand un développeur doit mettre en place une campagne pédagogique d'information ou quand le projet a un impact local important. Cela aide les citoyens à mieux accepter et comprendre.

Deuxièmement, le développeur doit sélectionner la plateforme à contacter. Avant de prendre sa décision, il doit réfléchir à plusieurs points.

- Le développeur doit comprendre les services financiers qui sont proposés par les plateformes, l'outil financier qui est utilisé et le montant maximum qu'il peut obtenir. Ceci lui permettra de construire son "business plan". Certaines plateformes émettent des obligations, d'autres proposent des prêts et d'autres encore investissent en fonds propres.
- Il doit bien se renseigner pour savoir si la plateforme est approuvée par l'Organisme pour le registre unique des intermédiaires en assurance, banque et finance (ORIAS). Les plateformes qui sont approuvées disposent d'un label avec un logo qui permet de rassurer le porteur de projet.
- Il convient aussi de savoir si la plateforme pratique une stratégie du « tout ou rien ». Autrement dit, si le montant visé n'est pas atteint, l'opération est-elle annulée ou non ?
- Le développeur doit prendre connaissance des modalités de paiement de la plateforme. Certaines peuvent capter une partie de l'argent levé, d'autres proposer un tarif fixe.
- Il doit également se renseigner sur l'engagement de la plateforme à communiquer autour du projet.
- Et finalement, il peut essayer de jauger la qualité de la plateforme en regardant son historique et les opérations déjà menées.

Troisièmement, le développeur doit établir un premier contact avec la plateforme sélectionnée. Le directeur financier, ou le directeur de la communication de l'entreprise peut initier ce contact. Cela peut être fait par téléphone, e-mail ou lors d'un salon. À la suite de quoi, le représentant de l'entreprise et le représentant de la plateforme vont échanger sur le projet (sa taille, sa localisation, son impact environnemental) et ses besoins en financement. Cet échange sera suivi d'une analyse financière du projet à partir de la documentation fournie par le développeur. Cette documentation peut varier selon qu'il s'agit d'un financement sur bilan ou d'un financement de projet. Elle inclura les bilans de l'entreprise, les comptes de résultats et le prévisionnel des flux de trésorerie. La plateforme de financement participatif pourra aussi demander un aperçu des autres sources de financement et des contrats d'assurance. Elle regardera le ratio de couverture de la dette (Debt Service Coverage Ratio, DSCR), ainsi que les résultats passés de l'entreprise et son taux d'endettement. Il est également courant d'évaluer l'impact environnemental du projet ainsi que ses aspects techniques : production totale d'électricité, origine des composants et impact sur le terrain où le projet est implanté.

Quatrièmement, le développeur et la plateforme vont s'accorder sur les conditions financières de l'échange et éditer un contrat.

- Ce contrat peut être signé entre la plateforme et le développeur ou bien entre chaque citoyen participant et le développeur. Dans les deux cas, la plateforme portera la responsabilité de la représentation des intérêts des financeurs. Les conditions de sortie anticipée de ce mécanisme doivent être scrutées avec attention de la part du porteur de projet, notamment dans le cas de contrats bilatéraux avec les citoyens.

- Le porteur de projet peut avoir à accepter les conditions générales d'utilisation de la plateforme. Il doit également les étudier comme un document contractuel.
- Parfois, le porteur de projet peut signer un accord-cadre. Grâce à celui-ci, il aura la possibilité d'utiliser la même plateforme pour des projets différents avec des contrats moins complexes pour chaque projet.

Cinquièmement, la présentation du projet est publiée en ligne, et la plateforme fait de son mieux pour attirer les financeurs. La durée de la collecte est fixée par les gérants de la plateforme et le développeur. Si le montant visé n'est pas atteint à la fin de la période définie, en fonction de leur contrat, ils devront discuter de la possibilité d'étirer le délai.

Sixièmement, quand la période de collecte est arrivée à terme et que le montant visé a été atteint, la plateforme peut transférer ce montant au porteur de projet. Ce dernier peut alors mettre en place le business plan qui avait été soumis à l'équipe dirigeante de la plateforme.

Septièmement, une fois le projet mis en place, la plateforme peut organiser un suivi. En effet, le développeur peut avoir à transmettre les données financières actualisées chaque année. De plus, il peut vouloir tenir informée la plateforme de l'évolution du projet afin que celle-ci puisse communiquer auprès des financeurs, c'est-à-dire dans ce cas précis, les citoyens.

2.5. EXEMPLES DE BONNES PRATIQUES

Trois exemples montrent des applications variées de solutions d'autoconsommation en France. Ils ont été présentés ou ont alimenté le colloque organisé par ENERPLAN en mai 2016 sur l'autoconsommation photovoltaïque.

Le premier exemple vient de Langon, en Gironde (33), où un établissement de la grande distribution de la marque E.Leclerc a fait construire une ombrière de parking photovoltaïque (structure permettant de protéger les véhicules garés sur le parking de l'établissement). Les toitures sont composées de panneaux photovoltaïques qui alimentent l'établissement en électricité.

L'installation fait 410 kWc. La consommation électrique annuelle du site est de 4 500 MWh, et le budget électricité du site d'environ 450 k€€ soit un prix de 10 cts€/kWh. L'installation de l'ombrière correspond à un budget de 850 k€, soit un prix moyen d'environ 2 073 €/kW. Elle permettra la production

de 470 MWh par an, directement consommés par le magasin, soit environ 12 % de sa consommation totale. Ces 12 % ne sont donc plus soumis aux aléas des prix de l'électricité sur le marché.

Au-delà de l'investissement initial, l'opération et la maintenance de l'installation reviennent chaque année à 0,25 % de l'investissement initial, soit environ 2 100 € par an. Par ailleurs, le coût du remplacement des onduleurs qui doivent être changés tous les dix ou 15 ans a été provisionné.

Le temps de retour sur investissement de ce projet est évalué à 12 ans. Cela est possible grâce aux aides de la région qui a participé à hauteur de 20 % au financement du projet. Sans ces aides, le temps de retour aurait été de 18 ans. Par ailleurs, ce projet a été financé intégralement en fonds propres.

Le deuxième exemple se situe à Wittelsheim dans le Haut-Rhin (68) sur le groupement agricole d'ex-



exploitation en commun de Wittelsheim (GAEC) qui se spécialise dans l'élevage laitier.

Le GAEC a fait installer sur son toit une installation photovoltaïque d'une puissance de 14 kWc en surimposition. Cette installation produit près de 15 000 kWh/an quasiment intégralement auto-consommés. Cette production correspond à 22 % de la consommation totale du site.

L'installation a coûté un peu moins de 23 000 €, soit un prix moyen d'environ 1 630 €/kWh. Le prix de l'électricité achetée sur le marché par le GAEC de Wittelsheim est de 15,247 cts€/kWh. Environ 10 % du financement de l'installation a été réalisé grâce à des aides. Le retour sur investissement devient ainsi particulièrement court puisqu'il tombe à un peu plus de sept ans. Dans cet exemple l'intérêt économique principal consiste également à sécuriser un certain montant de la facture électrique du site.

Le troisième projet concerne une installation de 40 kWc sur la toiture d'un espace culturel de la

commune d'Ungersheim. Le projet est pertinent en ce sens que le pic de consommation électrique du bâtiment est situé à l'heure du déjeuner aux plus forts taux d'ensoleillement de la journée. Le site a été mis en service en octobre 2015.

La production de 36 982 kWh/an est consommée à 97 %, et le taux d'autoproduction du site est de 22 %. L'installation totale a coûté 54 880 €, soit un prix de 1 372 € le kWc. Par ailleurs, le projet a reçu une aide de 16 464 €, pour ce projet soit 30 % de son financement.

Le prix de l'électricité actuellement payé par le bâtiment est de 12 cts€/kWh. L'installation permet donc d'économiser 4 437 € par an, ce qui représente un taux de retour sur investissement de neuf ans, au lieu de 12 sans les aides financières. Cependant, cela est calculé sans augmentation du tarif de l'électricité. Si ce prix de 12 cts€/kWh devait augmenter de 3 % à 5 % dans les années à venir, alors l'économie n'en serait que plus grande et le temps de retour sur investissement plus court.

2.6. PERSPECTIVES

Les principes de l'autoconsommation et de l'autoproduction sont des solutions photovoltaïques largement plébiscitées par les consommateurs français. Les récents développements réglementaires ont permis de décloisonner ce secteur. Ainsi, les grands fournisseurs d'électricité français tels qu'EDF ou Engie, commencent à proposer aux clients des offres « autoconsommation ».

La base des clients devrait ainsi s'élargir, d'une part du côté résidentiel individuel où l'autoconsommation pourra dépasser le cercle des plus motivés, et d'autre part du côté des bâtiments de taille intermédiaire. Par ailleurs, beaucoup d'acteurs souhaitent que le taux d'autoproduction devienne la référence pour mesurer l'efficacité d'une instal-

lation permettant d'utiliser sa propre électricité. En effet, un consommateur théorique qui autoproduit 100 % d'électricité est un consommateur totalement indépendant.

Cette situation ne peut passer que par le déploiement de solutions de stockage. Or, le marché du stockage en est encore à ses prémices en France et ne commence à être testé que dans les zones où il est le plus pertinent, à savoir les zones non interconnectées. Ces expérimentations se font via des appels d'offres dont les retours d'expérience permettront de tracer une feuille de route.

Sans stockage, certains professionnels craignent que les installations photovoltaïques installées ne soient sous-dimensionnées par rapport au potentiel du photovoltaïque. En effet, si une installation



sur toiture d'un particulier est dimensionnée pour atteindre 100 % d'autoconsommation, alors tout le potentiel de surface de la toiture en question risque de ne pas être exploité, ce qui réduit *in fine* la part totale du photovoltaïque dans le mix énergétique national. Le réseau peut pourtant être l'absorbeur de cette électricité surproduite afin de la redistribuer.

Enfin, concernant le secteur résidentiel particulier, un risque régulièrement soulevé est représenté par les éventuelles arnaques au photovoltaïque consistant en des promesses d'économies irréalistes, visant à vendre des installations à des prix trop élevés. La filière est particulièrement vigilante face à ce risque, et les organismes de qualification d'installateurs, type Qualit'ENR, mettent en place des procédures pour détecter les éco-délinquants et les exclure des qualifications.

L'autoconsommation collective est également une source de progression qui devrait se développer dans les années à venir grâce à l'ordonnance de juin 2016. Cela permettra à plusieurs habitants d'un bâtiment collectif, des commerces d'un centre commercial ou des bureaux dans un immeuble de bureaux de consommer une électricité photovoltaïque produite localement.

À moyen terme, cette évolution pourra déboucher sur le principe d'îlots urbains qui avait été évoqué au début de l'année 2015 par le ministère de l'Énergie. Il s'agira alors de relier plusieurs bâtiments d'un même quartier entre eux pour mutualiser une installation photovoltaïque et équilibrer la consommation tout au long de la journée.



Groupement photovoltaïque du Luberon



3. LA VENTE DIRECTE D'ÉLECTRICITÉ (AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE)

Les modèles de vente directe d'électricité se développent également en France, sous des modalités différentes. Ce rapport se concentre sur un cas précis : un propriétaire d'une installation photovoltaïque qui revend l'électricité produite à un consommateur. L'installation et le consommateur sont donc particulièrement proches. La situation la plus typique correspond à une installation sur une toiture, l'électricité étant réinjectée dans le bâtiment situé sous le toit. Le propriétaire de l'installation photovoltaïque peut pour cela louer la toiture du bâtiment.

Ce cas est mécaniquement relativement proche de l'autoconsommation, puisqu'une installation photovoltaïque produit de l'électricité qui se substitue à l'électricité venant du réseau. La différence est que le consommateur ne prend pas en charge l'investissement initial. En revanche, il devra acheter l'électricité photovoltaïque à un prix défini par contrat avec le producteur. Il lui revient alors la charge d'évaluer quelle offre est la plus avanta-

geuse entre l'électricité venant du réseau et l'électricité venant de l'installation photovoltaïque.

C'est pourquoi, suite à l'ordonnance du gouvernement sur l'autoconsommation, ce schéma entre dans un cadre légal d'autoconsommation collective. Il pourrait par ailleurs être étendu à un plus grand nombre d'acteurs, que ce soit par la multiplication de producteurs ou par celle de consommateurs.

Un modèle proche n'est pas traité par ce rapport : le leasing. Un installateur met en place une centrale photovoltaïque sur un bâtiment. L'électricité produite sert à la consommation de ce bâtiment. Le propriétaire des lieux n'achète donc pas l'électricité mais progressivement l'installation photovoltaïque (avec un échéancier sur plusieurs années). Il devient, *in fine*, propriétaire de l'installation. Ce modèle existe principalement aux États-Unis et très peu en Europe.

3.1. ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE

L'environnement réglementaire de ce modèle d'affaire est en pleine mutation. Il tombe sous la coupe des nouvelles règles relatives à l'autoconsommation précédemment citées. Un rappel sur les modalités de vente d'électricité semble pertinent pour comprendre dans quel cadre le modèle présenté s'inscrit.

3.1.1. Le cadre général de la vente de gré à gré

La vente d'électricité de gré à gré en France est réglementée. Cependant, le modèle commence à émerger pour le photovoltaïque, avec la vente de l'électricité produite à un consommateur. Toute la question tourne autour de l'utilisation du réseau public. Trois cas peuvent être recensés. Dans le premier, une entité A possède une installation photovoltaïque installée sur un toit d'un bâtiment possédé par B ou proche du lieu de consommation B. A peut vendre son électricité à B. Ce cas est détaillé dans ce rapport.

Il convient cependant de noter que, parfois, A peut revendre son électricité à B, lorsque B est éloigné, via une ligne de distribution possédée par A. Un seul exemple de ligne privée existe en France, elle est possédée par la Compagnie nationale du Rhône (CNR). Ce genre de ligne est particulièrement difficile à mettre en place en France car la loi française n'en autorise la création que si preuve est faite que cela propose un service meilleur que celui fourni par le réseau existant. De plus, la directive européenne qui autorise les réseaux privés n'a pas encore été transposée en droit français.

Le troisième schéma est la vente d'électricité via le réseau public. Ce schéma se met en place en France du fait de la dérégulation du prix de l'électricité photovoltaïque. Il fait intervenir un type

d'acteur nouveau sur le marché de l'électricité photovoltaïque : l'agrégateur. Celui-ci a pour rôle d'acheter l'électricité à de nombreux producteurs de petite taille ou de taille intermédiaire et de la revendre à ses clients, tout en passant par le réseau. Il s'agit d'un travail d'intermédiaire.

3.1.2. L'autoconsommation collective

Le cas présenté dans ce rapport est également tributaire de l'ordonnance relative à l'autoconsommation. En effet, bien qu'il y ait une distinction entre producteur et consommateur, cette relation tombe sous la définition de l'autoconsommation collective, définie à l'article L.315-2, établissant une « vente » entre « un ou plusieurs consommateurs finals et un ou plusieurs producteurs ». À ce titre, le cadre réglementaire peut donc évoluer en fonction des décrets d'application suivant cette ordonnance.

Ce texte prévoit de multiples formes d'associations entre les différents acteurs de cette autoconsommation collective puisqu'ils peuvent être liés sous la forme « d'association, de coopérative » ou de « syndicat de copropriétaires ». Cependant, il pourrait évoluer, car la CRE a rendu un avis le 13 juillet 2016 sur ce point et souhaite laisser une porte ouverte à la forme de l'organisation en ajoutant à cette liste la mention « ou par toute autre forme contractuelle ».

Ainsi, le cas présenté dans ce rapport est a minima puisqu'il s'agit d'une relation entre deux entités seulement. Cependant, l'esprit de l'ordonnance est d'être le plus ouvert possible, afin de permettre des applications entre de multiples acteurs, à l'échelle d'immeubles, d'habitats collectifs, voire même de quartiers.

3.2. MISE EN PLACE D'UN PROJET D'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE

La mise en place d'un projet peut être initiée de deux manières :

- soit le propriétaire d'un bâtiment souhaite avoir recours à une solution photovoltaïque pour la production de l'électricité qu'il consomme et entreprend une démarche volontaire de recherche de partenaires professionnels du photovoltaïque pour l'accompagner dans son projet ;
- soit un professionnel du photovoltaïque cherche de nouveaux clients et entreprend un démarchage commercial. Ce professionnel peut être un installateur, un producteur de photovoltaïque ou même une entreprise de services financiers.

Il y a ensuite, comme pour tout projet photovoltaïque, une étude des besoins du client sur sa consommation et le coût de celle-ci. Puis intervient

une analyse sur le productible potentiel d'une installation photovoltaïque sur le bâtiment. Les deux parties prenantes peuvent trouver une base de travail autour d'une certaine taille d'installation. Le porteur de projet photovoltaïque met ensuite en place son "business plan" et son plan de financement.

- Il rassemble les matériaux et prospecte les entreprises qui seront utilisés dans le projet.
- Il cherche des solutions de financement. En effet, dans un tel schéma, le professionnel du photovoltaïque peut préférer externaliser le financement, notamment grâce à la dette. Il peut alors chercher une banque.

Cette banque sera particulièrement attentive à la capacité du propriétaire du bâtiment à pouvoir acheter l'électricité produite par le photovoltaïque



Christophe Marilynez_AltBreizh

sur une longue période, ce type de projet étant régulièrement mis en place pour des durées d'environ 20 ans. Il revient alors au porteur du projet photovoltaïque de rassurer la banque grâce à des garanties. Par ailleurs, un "track record" peut être une bonne source de confiance. En l'état actuel des choses, peu de banques françaises sont prêtes à financer ce type de projet. Ainsi, dans l'exemple

du projet Soleil du Grand Ouest, présenté dans les pages suivantes, un seul établissement bancaire a accepté de s'impliquer dans un projet de ce type. En parallèle, le professionnel du solaire et le propriétaire du bâtiment doivent fixer un prix d'achat de l'électricité sur la durée du contrat de vente. Ce tarif peut être fixe ou bien augmenter chaque année.

Tableau 6. Panel d'offres de prix d'électricité. Données financières, autoconsommation, ombrières de parking

Rang	Scénarios les plus avantageux pour les consommateurs	LCOE sur 25 ans (cts/kWh)	Scénarios les plus avantageux pour les fournisseurs d'électricité
1	14 cts€ + 0 %	14,00	16 + 2 %
2	10 cts€ + 3 %	14,58	15 + 2 %
3	13 cts€ + 1 %	14,69	16 + 1 %
4	15 cts€ + 0 %	15,00	14 + 2 %
5	9 cts€ + 4 %	14,99	15 + 1 %
6	8 cts€ + 5 %	15,27	16 + 0 %
7	14 cts€ + 1 %	15,82	10 + 5 %
8	16 cts€ + 0 %	16,00	13 + 2 %
9	13 cts€ + 2 %	16,66	14 + 1 %
10	10 cts€ + 4 %	16,66	15 + 0 %
11	15 cts€ + 1 %	16,95	10 + 4 %
12	9 cts€ + 5 %	17,18	9 + 5 %
13	14 cts€ + 2 %	17,94	13 + 1 %
14	16 cts€ + 1 %	18,08	14 + 0 %
15	16 cts€ + 2 %	18,25	10 + 3 %
16	10 cts€ + 5 %	19,09	9 + 4 %
17	15 cts€ + 2 %	19,22	8 + 5 %

Source : PV Financing

Le tableau ci-contre classe différents types d'offres selon l'intérêt pour le consommateur d'électricité. Il a été établi selon les données recueillies par les analyses du marché de la grande distribution. Les scénarios présentés sont des prix initiaux de vente en année 1 auxquels s'ajoute une croissance annuelle de ce prix.

Les professionnels de la grande distribution payent leur électricité à un prix entre 8 cts du kWh et 10 cts du kWh. Par ailleurs, ils semblent anticiper une croissance du prix de l'électricité fournie par le réseau de 5 % par an. Ce scénario correspond à l'offre numéro 6, voir *tableau 5* ci-avant. Sur une projection à 25 ans, les offres 1 à 5 seraient donc plus avantageuses pour le consommateur d'électricité. Un vendeur d'électricité photovoltaïque peut utiliser ce type de tableau pour proposer une offre avantageuse. Par ailleurs, si la proposition 1 du tableau est 14 cts + 0 %, c'est qu'ensuite la VAN d'un tel projet serait négative pour le professionnel du photovoltaïque. Cependant cette VAN n'est négative qu'en fonction des hypothèses retenues pour établir ce tableau à savoir :

- un prix du système PV de 2 073 €/kWc ;
- un coût de maintenance annuel correspondant à 1,30 % de l'investissement initial.

Ces hypothèses de coût sont élevées. Un projet pouvant se reposer sur des suppositions plus basses sera plus à même de pouvoir proposer des contrats plus avantageux aux consommateurs d'électricité.

L'installation des panneaux photovoltaïques peut alors commencer. Après sa mise en oeuvre, chaque partie prenante a pour devoir de respecter ses obligations contractuelles : le consommateur d'électricité doit payer le producteur, et celui-ci doit rembourser les fournisseurs de financement.

En cas de manquement à l'une ou l'autre des obligations, les mesures prises contractuellement pour pallier cette défaillance doivent être appliquées.

3.2.1 Contrat de vente d'électricité

Les relations contractuelles entre le producteur et le consommateur peuvent s'appuyer sur le modèle publié par Observ'ER dans le cadre du projet PV Financing.

Ce type de contrat commence par établir l'objet du contrat et les relations entre le consommateur et le producteur. Il continue en fixant la durée du contrat ainsi que les responsabilités des parties prenantes. Sa seconde partie fixe les obligations spécifiques des parties, et sa troisième partie pose les modalités de fin de contrat et de règlement des litiges.

Concernant la résolution des litiges, il convient de noter que plusieurs options sont envisageables pour les parties. En effet, si une résolution à l'amiable est impossible, un différend peut être résolu selon trois méthodes différentes. Il peut être porté devant le tribunal de commerce, ou tranché selon les règles de l'arbitrage de la Chambre de commerce internationale, ou bien les parties peuvent avoir recours à la médiation conformément au règlement de médiation de la Chambre de commerce internationale.

Ce panel de solutions pour la résolution de différends est suffisamment large pour que les parties prenantes puissent y trouver leur compte si elles ne souhaitent pas résoudre de manière contentieuse leurs litiges.

3.3. CALCULS DE RENTABILITÉ

Ce rapport se penche sur les différents scénarios proposés par le *tableau 5* précédent. Le cadre général d'analyse porte sur le segment de la grande distribution. Il peut être transposable aux grands bâtiments industriels.

Si le client paye son électricité à 8 cts€ + 5 % ou même 9 cts€ + 4 %, il va préférer d'autres formules. Notamment, une offre à un tarif fixe de 15 cts€ + 0 % lui offre un coût actualisé sur 25 ans moindre. Il préfère aussi 13 + 1 % ; 10 + 3 % et 14 + 0 %. Si un producteur d'électricité est capable de vendre son électricité à 9 cts€ + 4 % par an ou à 15 cts€ + 0 % par an, alors son offre peut intéresser le client.

Comme pour l'autoconsommation, ce rapport considère deux situations : les installations en ombrières de parkings et les installations sur toitures. Pour cette partie, le rapport commence par le cas des ombrières, plus onéreuses. Le coût étant supporté par le professionnel du photovoltaïque, il est intéressant de montrer d'abord les cas qui semblent les plus difficiles, car ils sont cependant réalisables.

Chacune des situations analysées repose sur un endettement à 80 % du projet.



Matthieu Colin_Fonroche

Cas n°1 : Vente directe d'électricité d'une installation PV en ombrière de parking

Ce rapport se penche d'abord sur l'étude d'un modèle où le prix de vente de l'électricité commence à 9 cts€/kWh puis augmente de 4 % chaque année. L'installation fait une taille de 400 kWp, un standard pour une installation alimentant une grande surface.

Le coût de l'installation est évalué précisément à 2073 €/kWc. Cette précision permet de mesurer au plus fin l'intérêt du projet. Il est cependant possible de réduire ce coût. Toute baisse permettrait d'augmenter d'autant la VAN du projet tout en raccourcissant le temps de retour sur investissement. Le taux d'irradiation est fixé à 1 500 kWh/m²/an, ce qui correspond à celui du sud de la France. Par ailleurs, ce rapport suppose un facteur de performance des panneaux de 100 % mais une dégradation annuelle de leur efficacité de 0,5 %.

Le coût de l'investissement initial est particulièrement élevé. Aussi le rapport pose comme hypothèse un financement bancaire du projet. L'endettement couvre 80 % du financement et s'établit sur 15 ans avec un taux d'intérêt fixe de 5,3 %. La durée totale du projet est fixée à 25 ans.

Le consommateur et le producteur peuvent imaginer une modalité où un contrat est fixé pour 15 ans et reconduit de manière tacite tous les cinq ans.

Un tel projet met un peu moins de 25 ans à être rentable, mais il présente malgré tout une VAN positive (4 135 €). Le taux de rendement interne (TRI) du projet est de 5,10 % et le TRI fonds propres est de 5,08 %.

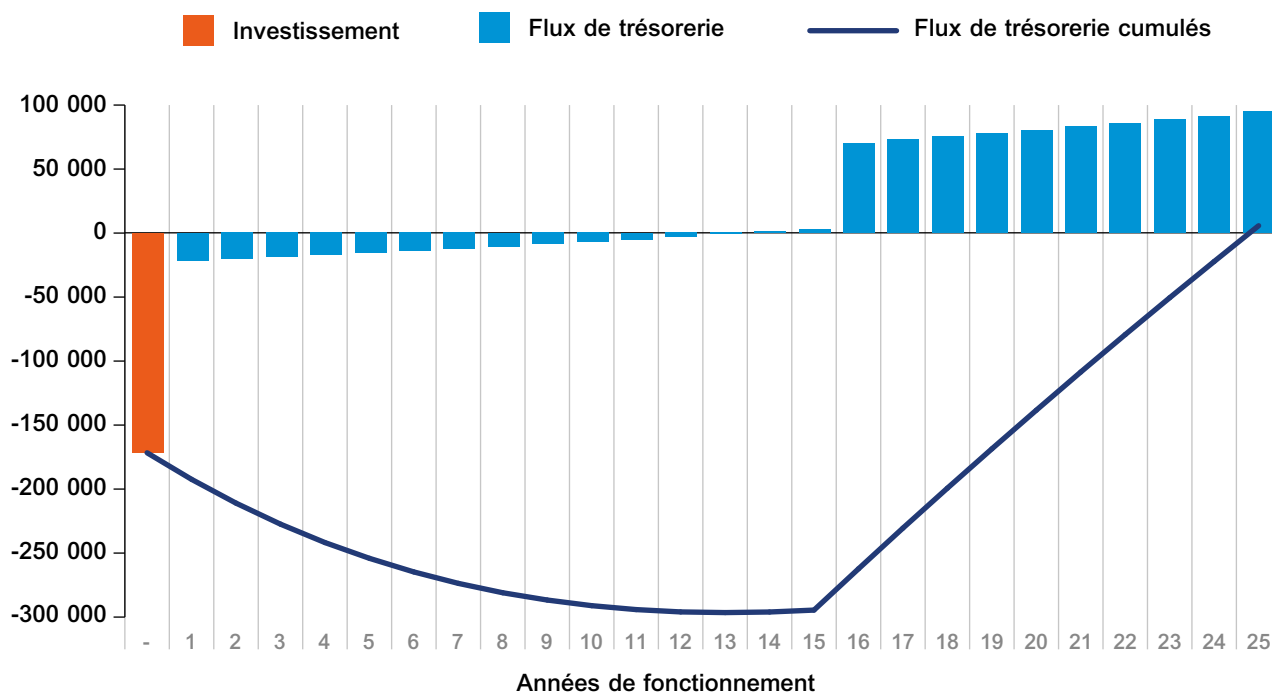
Le *graphique 11* montre l'évolution des revenus comparés au service de la dette et des coûts d'opération et de maintenance du projet.

Tableau 7. Données financières, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 1)

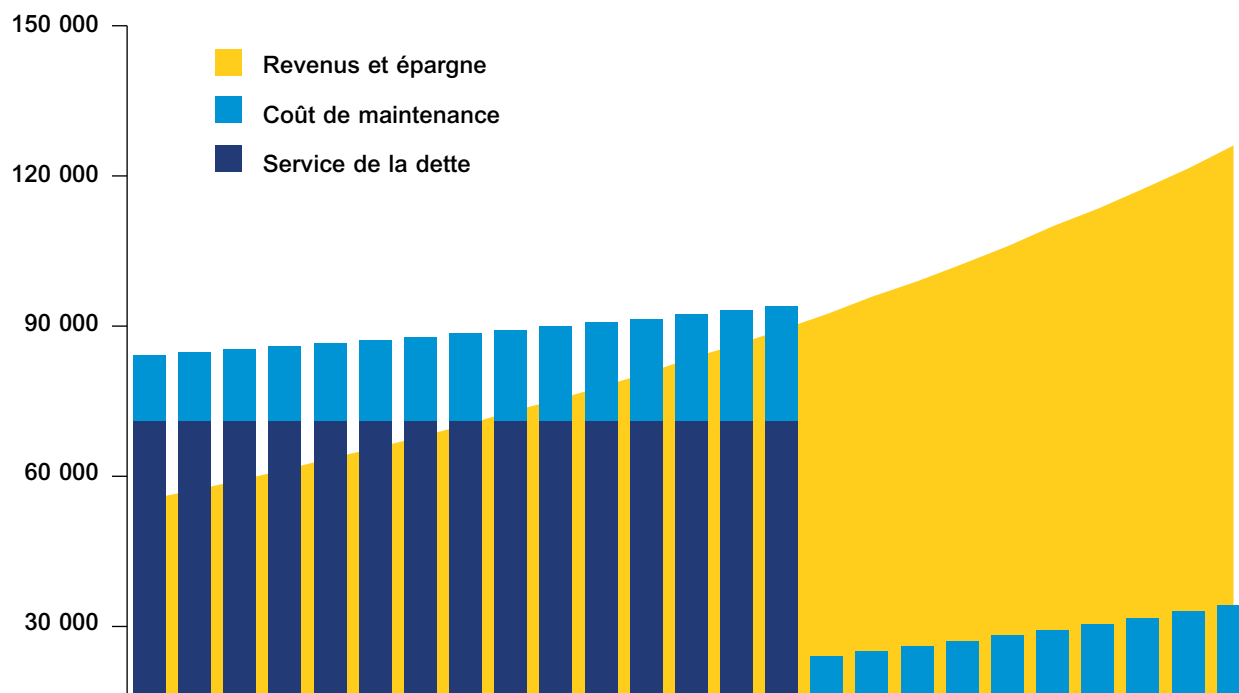
PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	400	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	2 073	Tarif d'achat	-	€/kWh	-
Coût total du système	€	829 200	Autoconsommation	-	€/kWh	-
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	829 200	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	11 780	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	100 %	€/kWh	0,0900
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1500	Valeur actuelle nette		€	4 135
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	5,10 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 500	TRI Fonds propres		%	5,08 %
Dégradation	% p.a.	0,50 %	Temps de retour sur investissement		Années	24,79
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,14
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,14
			Min DSCR**		x	0,67 x
			Min LLCR***		x	0,82 x
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	171 660				
Dette	€	663 360				
Maturité du prêt	Années	15				
Taux d'intérêt	%	5,3 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)
 ** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)
 *** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

Source : PV Financing

Graphique 10. Cash-Flow, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 1)

Source : PV Financing

Graphique 11. Revenus et services de la dette, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 1)

Source : PV Financing



Mani Rousset / Fenesol

Afin d'aller plus loin et de proposer un modèle plus intéressant, il convient de voir qu'une électricité revendue à 15 cts/kWh offre une opportunité plus intéressante pour l'opérateur de l'installation photovoltaïque, tel que présenté dans le **tableau 7**.

Ici, les conditions initiales d'irradiation restent identiques (1 500 kWh/m²/an) ainsi que la taille (400 kWc) et le coût du système (2 073 €/ kWc). Par ailleurs, le facteur de performance se maintient à 100 %, et une dégradation de 0,5 % par an est envisagée.

Le projet est financé à 80 % grâce à la dette qui s'étale sur 15 ans, à un taux fixe de 5,3 %. Les 20 % restants du financement reposent sur les fonds propres. Le tarif de 15 cts/kWh permet un investissement plus intéressant que le cas précédent car le temps de retour sur investissement est désormais de moins de 20 ans et la VAN est de 83 411 €.

Une fois la dette remboursée, les flux de trésorerie s'accroissent fortement comme le montrent les **graphiques 11 et 12**.

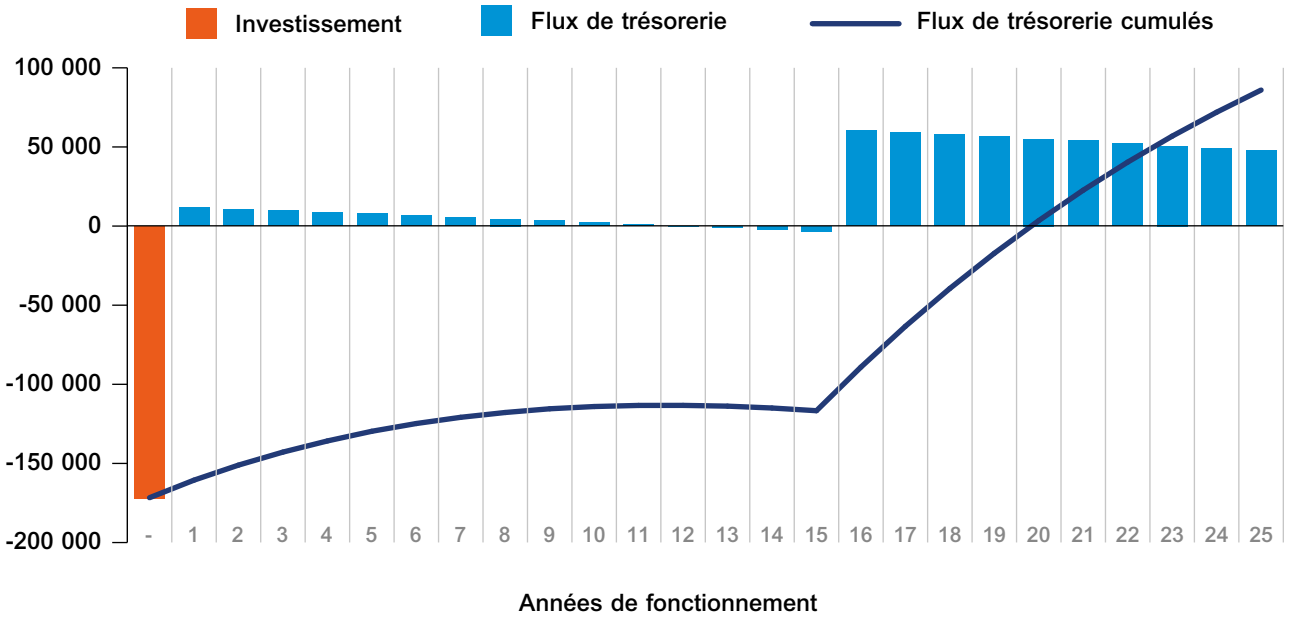
Tableau 8. Données financières, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 2)

PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	400	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	2 073	Tarif d'achat	-	€/kWh	-
Coût total du système	€	829 200	Autoconsommation	-	€/kWh	-
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	829 200	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	11 780	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	100 %	€/kWh	0,1500
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1500	Valeur actuelle nette		€	83 411
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	6,12 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 500	TRI Fonds propres		%	7,66 %
Dégradation	% p.a.	0,50 %	Temps de retour sur investissement		Années	19,83
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,14
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,14
			Min DSCR**		x	0,95 x
			Min LLCR***		x	0,95 x
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	171 660				
Dette	€	663 360				
Maturité du prêt	Années	15				
Taux d'intérêt	%	5,3 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)
 ** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)
 *** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

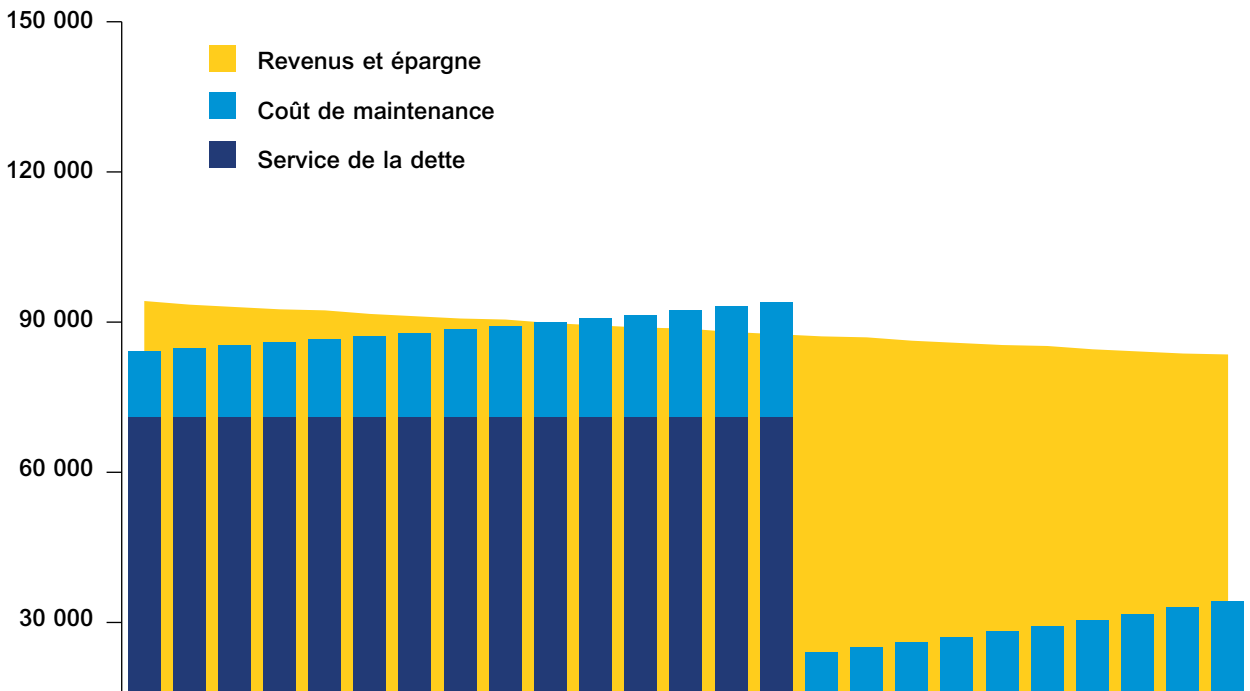
Source : PV Financing

Graphique 12. Cash-Flow, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 2)



Source : PV Financing

Graphique 13. Revenus et services de la dette, vente d'électricité, ombrière de parking (cas 2)



Source : PV Financing

Tableau 9. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 1)

PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	400	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	1 700	Tarif d'achat	-	€/kWh	-
Coût total du système	€	680 000	Autoconsommation	-	€/kWh	-
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	680 000	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	9 840	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	100 %	€/kWh	0,1100
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1500	Valeur actuelle nette		€	167 489
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	7,25 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 500	TRI Fonds propres		%	9,93 %
Dégradation	% p.a.	0,50 %	Temps de retour sur investissement		Années	17,65
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,12
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,12
			Min DSCR**		x	1,06 x
			Min LLCR***		x	1,12 x
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	140 773				
Dette	€	544 000				
Maturité du prêt	Années	15				
Taux d'intérêt	%	5,3 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)
 ** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)
 *** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

Source : PV Financing

Cas n°2 : Vente directe d'électricité depuis une installation sur toiture

Si le toit du bâtiment est "PV ready", alors le prix de l'installation peut descendre jusqu'à 1 700/kWh. Cela permet de faire des propositions de vente plus agressives avec des hypothèses minimalistes, directement en concurrence avec ce que le marché peut offrir.

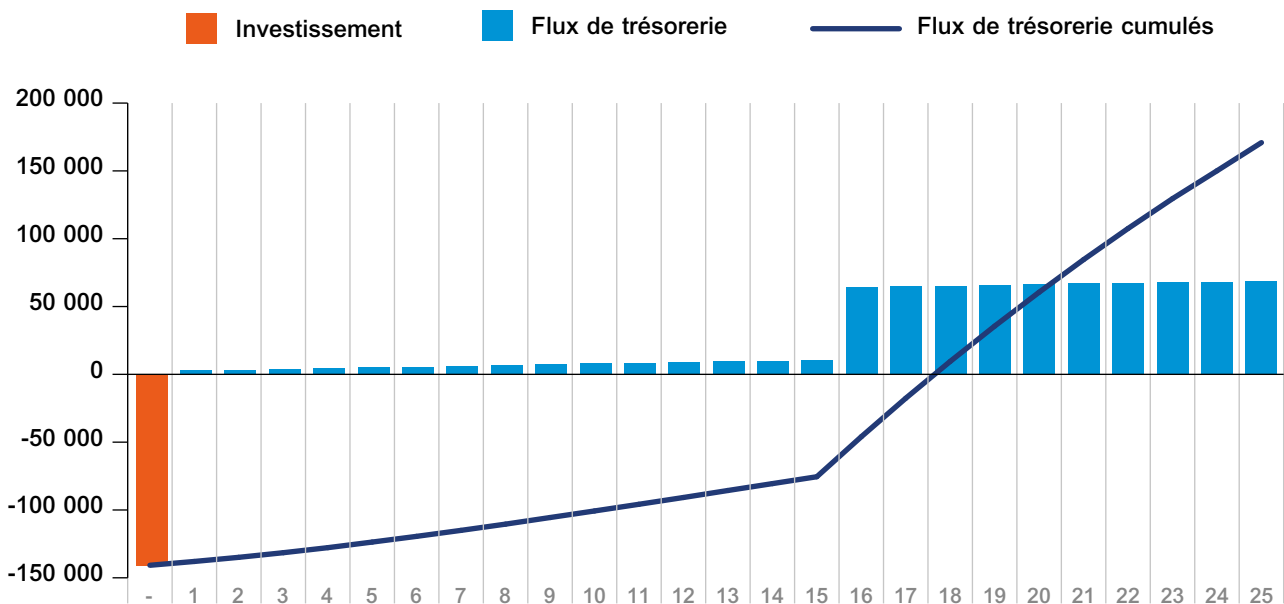
Ce rapport présente d'abord le cas d'une installation vendant l'électricité à 11 cts€ la première année, prix qui augmente ensuite de 2 % chaque année.

La taille de l'installation reste fixée à 400 kWc et les conditions de génération de l'électricité photovoltaïque sont identiques aux cas présentés ci-dessus. Par ailleurs, le projet demeure financé à 80 % grâce à la dette sur 15 ans et à 20 % grâce aux fonds propres.

La VAN de ce projet est de 167 489 € et son temps de retour sur investissement est d'environ 18 ans. Le TRI du projet est de 7,25 % et le TRI fonds propres est de 9,93 %

Cette offre peut être comparée à un cas où l'électricité serait revendue à 12 cts€ la première année, ce prix augmentant ensuite de 1 % par an. Cette solution est plus à l'avantage du consommateur.

Graphique 14. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 1)



Source : PV Financing

Tableau 10. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 2)

PROJET PV			MODÈLE D'AFFAIRE PV			
Taille de l'installation	kWc	400	Catégorie	Part	Unité	Prix
Coût du kWc	€/kWc	1 700	Tarif d'achat	-	€/kWh	-
Coût total du système	€	680 000	Autoconsommation	-	€/kWh	-
Aides à l'investissement	€	-	Charges		€/kWh	-
Coût total du système incluant les aides	€	680 000	Net metering	-	€/kWh	-
Coûts opérationnels fixes	€ p.a.	9 840	Charges		€/kWh	-
Coûts opérationnels variables	€/kWh	-	Excès d'électricité		€/kWh	-
			Power Purchase Agreement	100 %	€/kWh	0,1200
			Charges		€/kWh	-
			Prix de vente de surplus		€/kWh	-
			Pénalité de sous-production		€/kWh	-
PRODUCTION PV			RÉSULTATS			
Irradiation	kWh/m ² /a	1500	Valeur actuelle nette		€	144 834
Performance	%	100 %	TRI Projet		%	7,09 %
Performance du système	kWh/kWp/a	1 500	TRI Fonds propres		%	9,91 %
Dégradation	% p.a.	0,50 %	Temps de retour sur investissement		Années	17,47
			LCOE* (sans soutien financier)		€/kWh	0,12
			LCOE (avec soutien financier)		€/kWh	0,12
			Min DSCR**		x	1,11 x
			Min LLCR***		x	1,11 x
INVESTISSEMENT						
Durée du projet	Années	25				
Fonds propres	€	140 773				
Dette	€	544 000				
Maturité du prêt	Années	15				
Taux d'intérêt	%	5,3 %				
Taux d'actualisation	%	5,0 %				

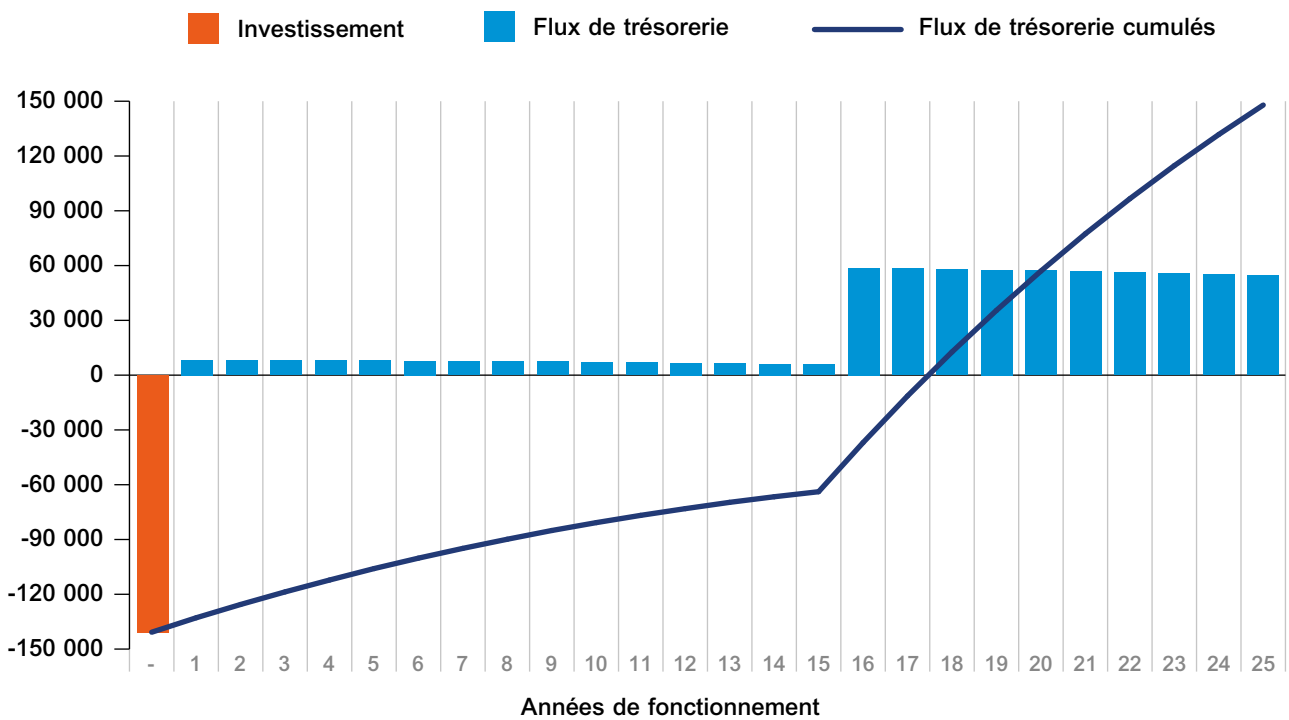
* LCOE: Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)
 ** DSCR: Debt Service Coverage Ratio (taux de couverture de la dette)
 *** LLCR: Loan Life Coverage Ratio (taux de couverture sur la durée d'emprunt)

Source : PV Financing

La VAN est légèrement plus faible que dans le cas précédent (144 834€) et le temps de retour sur investissement quasiment identique (environ 17 ans). Si le projet est légèrement moins intéressant pour l'investisseur, il permet de montrer que les attentes des consommateurs peuvent être satisfaites dans le cadre de projets rentables.



Graphique 15. Données financières, vente d'électricité, installation sur toiture (cas 2)



Source : PV Financing

3.4. SCHÉMAS DE FINANCEMENT RECOMMANDÉS

Les banques sont les principales sources de financement pour les projets photovoltaïques. Mais certaines d'entre elles peuvent être frieuses du fait de la nouveauté du modèle présenté. Leur principale inquiétude réside dans la capacité de l'acheteur d'électricité à assurer ses paiements pendant toute la durée du contrat.

Les banques peuvent prêter directement à l'entreprise porteuse du projet. Elles peuvent aussi financer des projets portés par des sociétés *ad hoc* et qui sont des sociétés de projet. L'approche de la banque sera différente d'un cas à l'autre, mais la manière dont un développeur projet interagit avec une banque ne change pas beaucoup.

Premièrement, avant de contacter une banque, un porteur de projet doit préparer son projet PV et son "business plan", afin de pouvoir en présenter les aspects financiers clés, tels que les flux prévisionnels de trésorerie. De plus, il doit réfléchir au type de prêt qui l'intéresse. Pour les grands projets, la question du choix entre un financement sur bilan ou un schéma de financement de projet est cruciale. Le financement de projet est un schéma qui s'applique en priorité aux grands projets, du fait de ses coûts de transactions élevés.

Deuxièmement, le développeur de projet doit s'informer des principaux aspects des prêts proposés par les différentes banques, afin de choisir celle qui sera en mesure de lui faire l'offre la plus attractive possible. Pour les petits projets EnR ou d'efficacité énergétique moindre, les banques peuvent proposer des prêts standardisés et attractifs, généralement décrits sur leurs sites Internet, tels que le « Prêt d'économie d'Énergie » du Crédit agricole ou le « Prévoir » de la Banque Populaire.

Concernant les projets plus importants, le porteur de projet doit être au fait des tendances princi-

pales du marché (actuellement encore dictées par le mécanisme de tarif d'achat) :

- maturité de la dette: elle s'étend généralement sur 15 à 18 ans. Comme les contrats d'obligation d'achat courent sur 20 ans, les banques vont demander un écart entre leur prêt et ces contrats d'au moins deux ans. Cela permettra d'étendre le prêt en cas d'imprévu ;
- la part de la dette dans le financement de projet peut aller jusqu'à 80 %.

Troisièmement, le porteur de projet doit choisir une banque. Même s'il va prioritairement se tourner vers la banque avec laquelle il a l'habitude de travailler, un développeur devrait consulter plusieurs établissements bancaires afin de comparer leurs différentes propositions. Il devrait non seulement évaluer le taux qui est proposé, mais aussi les garanties demandées, la possibilité d'un remboursement anticipé et les procédures en cas de défaut. Pour les grands projets, les banques vont évaluer toutes les parties prenantes du projet, ses aspects financiers mais aussi ses aspects techniques, afin d'évaluer au mieux le risque. En cas de schéma de financement de projet, la banque regardera avec beaucoup d'attention les flux de revenus futurs.

Quatrièmement, la banque et le développeur de projet signent un contrat. Celui-ci établit le montant du prêt et le processus de remboursement.

Dans le cas d'un financement de projet, la banque est très attentive aux covenants et aux garanties, car si le projet échoue, la compagnie mère n'a pas à rembourser le prêt. La banque établit également un ratio de couverture de la dette (DSCR) de référence à respecter. Ce DSCR est généralement compris entre 115 % et 120 % mais peut augmenter si le projet semble risqué. La banque pourra alors fournir le montant requis, soit par transfert, soit sur facture, soit par la mise en place de lignes de crédit.

Cinquièmement, le suivi de la mise en place du projet et du remboursement échoit au back office. Si la banque constate une évolution imprévue du projet (tel qu'un DSCR bas ou le manquement d'un paiement), elle organisera une réunion avec

le développeur du projet afin de comprendre la situation. Si celle-ci semble structurelle et non pas conjoncturelle et trop risquée, alors la banque activera les covenants du contrat signé.

3.5. EXEMPLES DE BONNES PRATIQUES

Le projet Soleil du Grand Ouest (SGO) a été mis en œuvre à l'automne 2015. Sur le toit d'une plateforme logistique d'un magasin Biocoop des panneaux photovoltaïques produisent de l'électricité. Celle-ci est revendue au bâtiment situé sous l'installation.

Description du projet

Biocoop est une chaîne de distribution de produits alimentaires issus de l'agriculture biologique qui compte 350 magasins.

Le groupe a rénové l'une de ses plateformes logistiques à Melesse en Bretagne où l'irradiation solaire est de 1150 kWh/m². L'entreprise a profité de l'occasion pour installer des panneaux photovoltaïques sur le toit du bâtiment pour une puissance de 300 kWp. L'électricité est réinjectée directement dans le bâtiment. Le projet a été financé en partie grâce à une plateforme de financement participatif. L'entreprise qui a mené le projet est Enercoop, une coopérative d'énergie verte ayant le statut de fournisseur d'électricité. Cette coopérative a été créée à la suite de la libéralisation du marché de l'électricité français, dans l'optique de promouvoir les énergies renouvelables. Afin de réaliser cet objectif, Enercoop réinvestit ses bénéfices dans des systèmes de production d'énergies renouvelables. Grâce à des filiales régionales, un réseau a ainsi été construit. De fait, dans le projet SGO, Enercoop et Enercoop Bretagne sont représentés. Enercoop et Biocoop ont déjà eu l'occasion de travailler ensemble. Pour

chacune de ces entités, c'est un projet pilote qui cherche à être reproduit.

Le toit fait 3 500 m² et les panneaux sont installés sur une surface totale de 2 000 m². Les modules sont produits grâce à des cellules polycristallines et ont été installés sur un système de rails.

Biocoop a décidé d'investir dans ce projet car l'entreprise anticipe une hausse de l'électricité dans les années à venir. L'électricité produite par les panneaux est vendue grâce à un contrat direct d'achat basé sur un prix fixe.

Paramètres économiques du projet

La production annuelle estimée de l'installation est de 300 MWh. 99 % de cette production doit être consommée par le bâtiment et représente 12 % de la consommation dudit bâtiment. Enercoop étant par ailleurs le fournisseur des 88 % de consommation d'électricité restants.

Le projet a demandé un investissement de 500 k€. 50 % de cette investissement (250 k€) ont été fournis par la banque La Nef. Les fonds propres ont été apportés grâce à une campagne de financement participative menée par Energie Partagée qui a apporté 200 k€ et par Enercoop qui a investi 50 k€. L'investissement est couvert par l'achat de l'électricité produite par Biocoop à un prix d'environ 17,5 cts€/kWh. La Nef est une banque prenant particulièrement en compte l'impact social des projets financés dans ses choix stratégiques.

Elle a été créée en 1988 en tant que coopérative. Depuis 2008, la Nef a été de plus en plus sollicitée pour financer des projets axés sur les énergies renouvelables. La banque finance traditionnellement des exploitations de taille moyenne mais s'oriente désormais vers des portefeuilles de petits projets. Le ticket bancaire oscille entre 250 k€ et 1 000 k€, avec une concentration sur la fourchette 300 k€ - 700 k€. Ainsi, le prêt de 250 k€ pour le projet SGO est relativement bas comparé aux standards de la banque. Le prêt court sur 20 ans avec un taux d'intérêt fixe de 3,7 %.

Energie Partagée est une plateforme de financement participatif créée en 2010 et spécialisée dans les projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Enercoop et La Nef ont été des ac-

teurs importants dans la mise en place d'Energie Partagée. Cette dernière a créé un fonds d'investissement en 2011 intitulé Energie Partagée Investissement. Ce fonds sélectionne des projets et les finance via des investissements en fonds propres. L'argent de cet investissement vient des citoyens qui sélectionnent des projets présentés sur le site Internet d'Energie Partagée. L'investissement des citoyens leur permet alors d'acquérir des parts d'Energie Partagée Investissement. Le fonds s'engage ensuite à correctement attribuer l'argent levé au projet sélectionné. Le taux de rentabilité ciblé de ce fonds est de 4 %. Le ticket moyen des citoyens est légèrement supérieur à 1 000 €. Le taux de retour attendu pour Energie Partagée est de 15 ans, tandis que celui attendu pour Enercoop est de 25 ans.





Patrice Biot, Groupe UNITE 2011

Structuration du projet

Les parties prenantes du projet ont créé une compagnie *ad hoc*, un véhicule baptisé “Soleil du Grand Ouest” qui possède, exploite et assure la maintenance de l’installation PV. Parmi les actionnaires de SGO se trouvent Energie Partagée, Enercoop, Enercoop Bretagne et Biocoop.

SGO vend l’électricité produite à la plateforme logistique de Biocoop à un prix fixe de 17,5 cts€/kWh, sans soutien public. Ce contrat de vente est établi sur 30 ans. Le prix est plus élevé que le prix de marché de l’électricité, mais Biocoop anticipe une hausse drastique des tarifs dans les années à venir. Ainsi, l’investissement serait rentable sur le long terme. Le prix de 17,5 cts€/kWh a donc été fixé pour que l’investissement initial soit couvert. Les coûts de maintenance de l’installation sont de 2 000 € par an.

Une question est apparue lors du projet sur le statut de fournisseur d’électricité. Les parties prenantes n’ont pas su trancher pour savoir si la société SGO devait faire la demande de ce statut particulier. Il a finalement été décidé de ne pas le demander car il s’agit d’un contrat de vente directe d’une part et qu’Enercoop jouit déjà de ce statut d’autre part. Par ailleurs, la frilosité des banques et des compagnies d’assurance a été relevée vis-à-vis du projet SGO. Si plusieurs d’entre elles ont été contactées, très peu ont accepté de s’impliquer dans le financement et l’assurance du projet. Enfin, l’un des points clés du contrat est centré sur les schémas de sortie anticipée du modèle. Les contractants se sont retrouvés autour de pénalités suffisamment fortes pour couvrir le manque à gagner financier envers le groupe qui quitterait prématurément le projet.

3.6. PERSPECTIVES

Le marché de l'électricité photovoltaïque en France évolue très rapidement. Cela est dû au marché de l'électricité global qui présente un avenir incertain et sur lequel les consommateurs ont quelques difficultés à se projeter. Beaucoup d'entre eux anticipent de fortes hausses des prix dans les années à venir. Ainsi, les propositions de fournisseurs permettant un tarif stable ont un écho favorable, au même titre que l'autoconsommation, car cela permet au moins de faire une projection sur les années à venir. Ce modèle peut donc se développer sur les segments qui portent une attention particulière à leurs dépenses énergétiques, notamment la grande distribution alimentaire.

Le gouvernement, grâce à l'ordonnance relative à l'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque, ouvre la voie vers la vente d'électricité entre un producteur et un consommateur, voire plusieurs d'entre eux. Ce projet d'ordonnance a reçu de nombreux avis favorables, dont celui de la CRE et devrait donc être traduit en décrets d'application. Ainsi, à partir du moment où l'aspect légal est instauré, la mise en pratique sera riche d'enseignement, notamment lorsque se mettront en place des

tissus denses d'échanges entre différentes parties prenantes.

Il reste à déterminer l'évolution des mécanismes financiers de tels modèles. En effet, un financement bancaire est envisageable, mais les banques seront particulièrement vigilantes à la contrepartie, c'est-à-dire l'entité ayant le rôle de consommateur. Celle-ci devra prouver sa capacité à payer l'électricité achetée sur la durée du contrat qui s'étale sur de nombreuses années. Actuellement, il est difficile de prévoir quelles seront les garanties que les banques souhaiteront mettre en oeuvre pour soutenir de tels modèles.

Par ailleurs, de nombreux segments d'application pourront profiter de ces enseignements. C'est notamment le cas des logements sociaux. En effet, le cadre se met également en place pour qu'une électricité photovoltaïque produite localement puisse être vendue directement aux locataires des appartements, ce qui permettrait de réduire leur facture d'électricité. Ce raisonnement peut également s'appliquer aux bâtiments de bureaux et aux centres commerciaux.





4. CONCLUSION

La France s'est récemment lancée dans une politique d'énergie photovoltaïque ambitieuse. Le cadre réglementaire commence à se mettre en place et l'impulsion politique est déjà très présente. Cependant, le pas de la réalisation concrète n'est pas encore franchi. La mise en oeuvre va dépendre d'une part de la réponse de la filière et d'autre part du comportement des institutions financières.

Cette politique s'est avant tout traduite par la mise en place d'un dispositif de complément de rémunération pour la vente d'électricité photovoltaïque. Ceci concerne d'abord les grandes fermes photovoltaïques et s'accompagne du déploiement des métiers de l'agrégation. Le rôle des agrégateurs sur le marché français est encore à préciser, mais leur objectif consiste à aller chercher toutes les sources de production d'électricité afin d'acheter cette production.

En parallèle de cette évolution, les modèles innovants présentés dans ce rapport se déploient. L'autoconsommation et la vente directe de l'électricité répondent au même souci du consommateur : avoir une maîtrise sur les prix de son électricité et

de son évolution. En cela, elles répondent au besoin de nombreux segments d'application. Les enseignes de la grande distribution sont en avance sur le sujet. Par ailleurs, l'autoconsommation commence à se développer chez les particuliers.

D'autres secteurs vont suivre rapidement. Ainsi, au niveau des logements sociaux, il est désormais possible d'injecter l'électricité dans chaque foyer pour la revendre aux habitants. Cela va permettre d'améliorer le confort de vie des résidents. De même, les bâtiments de bureaux pourront utiliser l'énergie produite par une installation photovoltaïque dans chaque bureau et plus seulement dans les parties communes.

Enfin, le déploiement progressif de schémas et contrats de vente directe d'électricité va pouvoir se complexifier pour réunir plusieurs bâtiments, au niveau de quartiers. Cela permettra également de créer un réseau interconnecté entre plusieurs bâtiments sur les parcs industriels.

Les tarifs d'achat ont été l'un des facteurs clés de la croissance du solaire photovoltaïque en Europe au cours des 10 dernières années. Toutefois, l'électricité solaire arrive à la parité réseau et devient compétitive. De plus en plus de pays sortent aujourd'hui de ce type de soutien pour s'orienter vers des mécanismes plus proches du marché.

De nouveaux modèles d'affaires se développent que ce soit autour de logiques d'autoconsommation ou de contrats de vente de gré-à-gré.

Dans ce contexte, le projet PV Financing a pour but d'accompagner ces nouveaux modèles d'affaires afin de mieux les diffuser parmi les différents segments d'application du secteur : résidentiel, tertiaire et industriel. Ce guide cherche à accompagner les porteurs de projets dans leurs démarches juridiques et dans leur recherche de modèles de financement.

