

RAPPORT SUR LES CONCEPTS ET OBSTACLES PVP4GRID

France

D2.4

Livable Officiel

Auteur : eclareon GmbH

Berlin, Juillet 2018



RAPPORT SUR LES CONCEPTS ET OBSTACLES PVP4GRID

Sur le projet PVProsumers4Grid.....	3
1 Introduction.....	4
1.1 Livrable D2.4: Rapport sur les concepts PVP4Grid	4
1.2 Définition du Prosommateur Photovoltaïque.....	4
1.3 La situation actuelle du Photovoltaïque en France	5
2 Le Concept Prosommateur en France.....	7
2.1 Introduction du Concept Prosommateur Photovoltaïque en France.....	7
2.2 Prosommateur Photovoltaïque Concept 1	8
2.2.1 Description du concept de Prosommation Photovoltaïque	8
2.2.2 Cadre réglementaire pertinent.....	9
2.2.3 Aspects économiques du concept de la prosommation photovoltaïque	11
2.2.4 Obstacles à la mise en oeuvre.....	12
2.2.5 Exemples de bonnes pratiques.....	12
2.3 Prosommateur Photovoltaïque Concept 2-3	14
2.3.1 Description du concept Prosommation Photovoltaïque	14
2.3.2 Cadre réglementaire pertinent.....	14
2.3.3 Aspects économiques du concept de la prosommation photovoltaïque	16
2.3.4 Obstacles à la mise en oeuvre.....	18
2.3.5 Exemple de bonnes pratiques.....	19
3 Tableau et Illustrations.....	21
4 Liste des acronymes	22
5 Bibliographie	23

Sur le projet PVProsumers4Grid

Le secteur européen de l'énergie est en pleine transformation : il est en train de passer des grands monopoles publics vers des entreprises privées concurrentielles évoluant sur un marché libéralisé. La libéralisation du marché devrait permettre la distribution d'une énergie plus compétitive, et par conséquent plus efficace et moins coûteuse. Du fait de son coût et de ses perspectives de croissance, le photovoltaïque (PV) sera un élément moteur de ce développement à travers l'Europe. L'énergie photovoltaïque a en effet atteint un niveau de compétitivité suffisant pour commencer une transition vers des solutions d'autoconsommation dans de nombreux pays européens, avec comme objectif final la vente en *peer-to-peer* de l'énergie autoproduite.

Cette « prosommation » donne au consommateur les moyens de participer activement au marché de l'électricité en produisant lui-même de l'énergie. Les développements techniques, tels que les systèmes et leurs composants auxiliaires les compteurs intelligents, et les modèles d'affaires promouvant l'autoconsommation changent la conception des systèmes électriques. Le succès de cette évolution dépend cependant du cadre réglementaire et administratif en termes de politique énergétique, de la régulation de l'énergie, du financement du réseau, de taxation et de relation juridique entre les entités impliquées. Cela exige également des solutions innovantes couplées à des entreprises et des modèles de gestion adéquats qui permettront d'atteindre une intégration durable du système.

PV-Prosumers4Grid (PVP4Grid) est un projet financé par l'Union européenne et coordonné par BSW-Solar. Il implique onze partenaires de différents pays européens et s'étend d'octobre 2017 à mars 2020. Le principal objectif du projet *PVP4Grid* est l'augmentation de la part de marché et de la valeur marchande du photovoltaïque en permettant aux consommateurs de devenir des prosommateurs d'énergie photovoltaïque dans le respect du système, ainsi qu'une meilleure intégration du photovoltaïque au système énergétique en se concentrant particulièrement sur l'intégration au marché. Les nouveaux modèles d'affaires et de gestion combinant énergie photovoltaïque, stockage, demande flexible et autres technologies au sein d'un produit commercialement viable seront estimés, améliorés, mis en œuvre et évalués.

Afin d'accomplir cela, des recommandations détaillées seront développées pour les prosommateurs et les Opérateurs du réseau de distribution (Distributed System Operators – DSO's), ainsi que des recommandations d'ordre politique pour les décideurs nationaux et européens sur la façon de parvenir à un cadre réglementaire adéquat. De plus, et entre autres, un outil en ligne sera créé afin d'aider les prosommateurs à obtenir une estimation économique des projets photovoltaïques.

Le site internet suivant : www.pvp4grid.eu vous permettra d'en savoir plus sur le projet *PVP4Grid*, et notamment ses résultats, les instruments mis en œuvre et les événements organisés.

1 Introduction

1.1 Livrable D2.4: Rapport sur les concepts PVP4Grid

Le présent livrable D2.4 comprend une description du cadre réglementaire et politique, des obstacles identifiés ainsi que des initiatives actuelles visant à surmonter les obstacles pour la mise en œuvre du concept de prosommation photovoltaïque en France. Les obstacles sont classés par catégorie selon le concept de prosommateur en question. En particulier, les obstacles techniques, économiques, législatifs et réglementaires empêchant la mise en œuvre des concepts PVP4Grid en France font sujet d'une analyse. Les aspects suivants sont étudiés :

- Aspects liés à l'autoconsommation de l'électricité PV. Le droit à l'autoconsommation, les revenus de l'électricité PV produite sur place et les frais de financement du réseau (distribution et transmission) sont étudiés.
- Aspects liés à l'électricité PV qui n'est pas utilisée par le prosommateur, c'est-à-dire l'électricité excédentaire. La question des revenus provenant de l'électricité excédentaire, du délai maximal pour la compensation de crédit et de la compensation géographique est considérée.
- Les aspects liés aux comportements des prosommateurs.

Les aspects mentionnés ci-dessus sont étudiés sur la base d'une recherche « en chambre » ainsi que des entretiens menés avec des parties prenantes clés. Les personnes et organisations sondées devraient refléter les concepts du projet PVP4Grid sous différents angles ; les perspectives des prosommateurs, des gestionnaires de réseau, des fournisseurs de solutions et des autorités de régulation. Les résultats de la recherche et des entretiens sont résumés dans le présent « Rapport sur les concepts PVP4Grid » (D2.4).

1.2 Définition du Prosommateur Photovoltaïque

Une définition répandue et généralement acceptée d'un prosommateur n'est pas encore établie. La plupart des définitions mettent l'accent sur l'autoconsommation privée locale. Le néologisme « prosommateur » fait référence à un consommateur d'électricité produisant de l'électricité pour soutenir sa propre consommation (et éventuellement l'injecter dans le réseau). Le mot est construit sur la base de l'association entre « producteur » et « consommateur ». La directive sur les énergies renouvelables [directive MDI] mentionne la définition suivante :

"« Autoconsommateur de l'énergie renouvelable » : un client actif ou un groupe de clients agissant ensemble conformément à la directive [directive MDI] qui consomme et peut stocker et vendre de l'électricité renouvelable produite dans leurs locaux, y compris un immeuble à logements multiples; zone, un site de services commerciaux, industriels ou partagés ou dans le même système de distribution fermé, à condition que, pour les autoconsommateurs non résidentiels renouvelables, ces activités ne constituent pas leur principale activité commerciale ou professionnelle; "

La Norme internationale CEI 60050-617 : 2009 / AMD2 : 2017, publiée par la Commission électrotechnique internationale, introduit / définit les termes suivants :

« Prosommateur » : utilisateur du réseau qui consomme et produit de l'énergie électrique ;

« Autoproducteur » : une entité qui produit de l'énergie électrique essentiellement pour son propre usage, mais qui peut aussi vendre l'énergie excédentaire.

1.3 La situation actuelle du Photovoltaïque en France

Dans la présente section 1.3, une classification des capacités photovoltaïque installées est détaillée. Ce faisant, dans un premier temps, la capacité photovoltaïque installée en 2017 est répertoriée selon les classes de taille (KW_p (eak) : $<10 kW_p$, $10-100 kW_p$, $100-500 kW_p$, $> 500 kW_p$). Les données empiriques sont collectées à partir des statistiques nationales, des documents des ministères responsables ou des associations des énergies renouvelables. En outre, il est important de noter que les classes de taille coïncident dans une large mesure avec les différentes limites des systèmes des concepts PVP possibles. Les classes sont groupées de la manière suivante :

- La classe de taille $<10 kW_p$ fait référence au groupe 1 (autoconsommation individuelle) en termes de limites du système d'utilisation PV. Cette catégorie concerne principalement le secteur résidentiel privé. Dans la pratique la limite réelle dépendra du type de contrat de vente d'électricité au consommateur. Une installation plus puissante peut également être considérée en tant qu'autoconsommation individuelle. La définition du projet PVP4Grid renvoie à un consommateur individuel.
- La classe de taille $10-100 kW_p$, se réfère au groupe 2 (utilisation collective locale de PV à un endroit, par exemple dans un bâtiment). Cette catégorie concerne principalement le secteur des bâtiments multifamiliaux, commerciaux et tertiaires regroupé au sein d'un seul bâtiment.
- La classe de taille $100-500 kW_c$, doit être traitée avec prudence. Selon le groupe de clients, il peut toujours se référer au groupe 2 (par exemple pour les bâtiments tertiaires / industriels, centres commerciaux, hôpitaux, écoles, etc.) ou déjà au groupe 3 (par exemple les systèmes PV montés au sol jusqu'à $500 kW_c$).

- La classe de taille > 500 kW_p se réfère au groupe 3 (modèles à l'échelle d'un quartier) où, outre les petits clients (commerciaux et tertiaires), on retrouve des consommateurs industriels et des systèmes photovoltaïques montés au sol regroupés dans un seul système.

Dans un deuxième temps, la production photovoltaïque totale et la demande d'électricité par secteur (résidentiel, commercial et industriel en pourcentage) sont listées dans le tableau 2 pour l'année 2017. La connaissance des différentes fractions de la demande d'électricité par secteur et cible pays doit soutenir l'estimation du potentiel PVP dans les différentes limites du système (c.-à-d. les groupes 1, 2 et 3).

Pays	FR ¹
Total installé PV (MW) 2017	8,091
Taille	%
< 10 kW	15.9% (< 9 kW)
< 100 kW	18.6%
< 500 kW	13.8% (< 250 kW)
> 500 kW	51.7% (>250 kW)

Figure 1 : Tableau Capacités photovoltaïques installées en France en 2017

FR	2015 ²	2016 ³	2017
Demande totale annuelle d'électricité (GWh)	476,000**	483,087***	481,694***
Part du secteur résidentiel (%)	35%	36%	Pas encore disponible
Part du secteur commercial/tertiaire (%)	49%	47%	Pas encore disponible
Part du secteur industriel (%)	16%	17%	Pas encore disponible
Production totale annuelle OV (GWh)	7,400** (1.6%)	8,300** (1.7%)	9,043***(1.9%)

** SOURCE: IEA PVPS 2015 - 2016 RAPPORT

*** ENTSO -E – Consommation nationale d'électricité

Figure 2 : Tableau Demande d'électricité et production photovoltaïque en France

¹ Pourcentage basé sur le 3ème trimestre de 2017, source: <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>,

² SOURCE: « répartition par segments de la consommation (hors Corse) sur les réseaux – Bilans électriques nationaux 2015- 2016 -RTE. Dans le secteur commercial est inclus: les entreprises, professionnels et les PME/PMI

³ SOURCE: « répartition par segments de la consommation (hors Corse) sur les réseaux – Bilans électriques nationaux 2015- 2016 -RTE. Dans le secteur commercial est inclus: les entreprises, professionnels et les PME/PMI

2 Le Concept Prosommateur en France

2.1 Introduction du Concept Prosommateur Photovoltaïque en France

Dans cette partie du rapport, les concepts de la prosommation photovoltaïque existants définis dans le but du projet PVPV4GRID sont listés et décrits. La réglementation récente, actuelle et future a été analysée sur la perspective des prosommateurs. Ainsi, les concepts de la prosommation photovoltaïque sont regroupés en fonction des limites de leurs systèmes respectifs. Le tableau 3 donne un aperçu de tous les concepts considérés.

Tableau 3. Vue de l'ensemble des concepts prosommation photovoltaïque

Groupe 1	Autoconsommation individuelle	<ul style="list-style-type: none"> • Autoconsommation privée locale • E-mobilité en tant qu'option DSM • Applications de maîtrise de la demande en énergie (MDE) • Couplage
Groupe 2	Usage collective	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation partagée dans les grands bâtiments et installations.
Groupe 3	Modèle sur l'échelle du quartier	<ul style="list-style-type: none"> • Fournir des services de réseau local grâce à une gestion active de l'énergie photovoltaïque • Utilisation partagée de PV dans les parcs industriels, campus universitaire etc.

Figure 3 : Tableau Vue de l'ensemble des concepts prosommation photovoltaïque

La source d'information initiale provient, dans de nombreux cas, des associations nationales et des représentants des pays du projet PVP4GRID. Ces informations ont été complétées par des données extraites de projets précédents financés par l'UE, tels que le projet PV Financing. D'autres documents ont également servi de base. Par exemple, l'étude sur les « Prosommateurs résidentiels dans l'énergie européenne » - rédigé par le consortium « GfK Belgium » en mai 2017, qui analyse les forces en présence, les aspects réglementaires et les performances économiques dans le domaine de l'autoproduction à petite échelle pour les consommateurs résidentiels dans les pays de l'UE.

2.2 Prosommateur Photovoltaïque Concept 1

2.2.1 Description du concept de Prosommation Photovoltaïque

L'autoconsommation dispose d'un cadre législatif et la loi dispose que « l'autoconsommation individuelle est le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation ». L'électricité produite est consommée soit instantanément, soit après une période de stockage (ENEDIS, 2017). En France, le concept ou échelle 1 peut être décrit comme une autoconsommation individuelle totale ou partielle. L'autoconsommation individuelle totale implique que le prosommateur consomme la totalité de l'électricité générée par l'installation photovoltaïque sans injection au réseau ou revente. L'autoconsommation individuelle partielle suppose que le prosommateur cède son excédent de production.

Les partenaires-clés dans le cadre de l'autoconsommation individuelle partielle sont : l'exploitant ou la personne en charge du suivi d'exploitation, qu'il s'agisse du producteur ou d'un exploitant prestataire; les interlocuteurs administratifs sont l'acheteur, l'assureur, le centre des impôts, l'expert-comptable et le gestionnaire du réseau public de distribution. Selon HESPUL, « le producteur peut déléguer en totalité ou partiellement l'exploitation de son installation à travers un contrat d'exploitation. Le producteur peut vendre la production dans la cadre de l'obligation d'achat à Électricité de France (EDF) « Obligation d'achat », une entreprise locale de Distribution, un organisme agréé, ou tout acheteur dans le cadre d'un contrat gré-à-gré. L'exploitant est en lien avec l'acheteur pour la facturation de l'électricité photovoltaïque ainsi que toute modification du contrat d'achat ou toute notification d'arrêt de production important » (HESPUL, 2017). Selon la réglementation en vigueur, « une installation photovoltaïque est dite installation de vente en surplus lorsque le producteur s'engage à utiliser tout ou partie de l'énergie produite pour satisfaire l'ensemble des consommations sur le site d'implantation et vend uniquement le solde au co-contractant ». A ce titre, l'installation de production et les équipements de consommation sont raccordés au réseau public en un unique point de connexion équipé d'un unique dispositif de comptage » (Legifrance, 2017). Ensuite, « à la fin de chaque trimestre, chaque gestionnaire de réseaux publics d'électricité transmet à la Commission de régulation de l'énergie, dans un délai de quinze jours à compter de la fin du trimestre, un bilan établi selon le modèle donné en annexe 4 des demandes complètes de raccordement formulées sur son périmètre de gestion au cours du trimestre écoulé » (Legifrance, 2017). La rémunération est calculée sur l'instant pour les prosommateurs individuels résidentiels (HESPUL, 2017). Ensuite, « les injections d'électricité sur le réseau public de distribution effectuées dans le cadre d'une installation de vente en surplus sont rémunérées à un tarif fixe non soumis à indexation » (Legifrance, 2017), avec une facture annuelle. Les installations inférieures ou égales à 9 kWc reçoivent 10 c€/kWh. Les installations supérieures entre 9 kWc et 100 kWc reçoivent 6 c€/kWh.

Le développement de l'autoconsommation / autoproduction, dont le modèle de rémunération repose sur une économie de facture par la réduction de la quantité d'électricité soutirée du réseau, conduit à des modifications du mécanisme de couverture des coûts du système électrique et des recettes sur certaines contributions et taxes. Ces effets peuvent induire notamment des transferts de charges entre autoconsommateurs et autres utilisateurs des réseaux (TURPE (tarification du réseau électrique) et CSPE (cotisations diverses)) et des baisses de recettes de certaines taxes et contributions (CTA, TCFE et TVA). Ces transferts de charges et baisses de recettes pourront devenir significatifs en cas de développement massif du modèle d'autoconsommation / autoproduction.

2.2.2 Cadre réglementaire pertinent

Le cadre réglementaire pertinent est assez récent et montre une volonté par la France de développer les concepts et l'autoconsommation individuelle partielle. L'arrêté du 9 mai 2017 permet en particulier de doter la France d'un cadre légal qui facilite le développement de l'autoconsommation (EDF-ENR, 2017). L'arrêté fixe les conditions pour bénéficier de l'obligation d'achat pour les installations photovoltaïque ≤ 100 kWc implantées sur un bâtiment dont la demande complète de raccordement a été déposée à compter du 11 mai 2017, en métropole (Photovoltaïque.info, 2018). De plus, le cadre légal reconnaît l'obligation pour les gestionnaires de réseau de faciliter les opérations d'autoconsommation (EDF-ENR, 2017). Selon l'arrêté, « une installation photovoltaïque est dite installation de vente en surplus lorsque le producteur s'engage à utiliser tout ou partie de l'énergie produite pour satisfaire l'ensemble des consommations sur le site d'implantation et vend uniquement le solde au co-contractant. A ce titre, l'installation de production et les équipements de consommation sont raccordés au réseau public en un unique point de livraison équipé d'un unique dispositif de comptage » (Légifrance, 2017).

Il est important de noter que depuis février 2000, Électricité de France (EDF) est obligée, avec les sociétés de distribution locales, d'acheter l'énergie produite par toutes les installations renouvelables en France et de préciser aux consommateurs qu'ils ne sont pas obligés de choisir EDF comme fournisseur. Dans ce cadre, l'obligation d'achat est une notion qui renvoie à « une entreprise locale de distribution, un organisme agréé, ou tout acheteur dans le cadre d'un contrat gré-à-gré. L'exploitant est en lien avec l'acheteur pour la facturation de l'électricité photovoltaïque ainsi que toute modification du contrat d'achat ou toute notification d'arrêt de production important » (HESPUL, 2017).

Les appels d'offre sur l'autoconsommation font quant à eux l'objet d'une réglementation spécifique. Voir la CRE pour plus d'information sur les appels en cours et la législation s'y rapportant.

L'autoconsommation photovoltaïque est permise pour des installations de plus de 100 kWc et de moins de 500 kWc, à travers un système d'appels d'offre. Le Producteur s'engage à consommer lui même tout ou partie de l'électricité produite, ou à contracter pour vendre tout ou partie de l'électricité produite à un ou plusieurs clients sur site. Dans ces deux cas l'électricité sera considérée comme « autoconsommée ». L'installation doit être conçue de sorte à garantir un taux annuel d'autoconsommation supérieur à 50%. Pour être considérés comme sur le « même site », les clients (dits « consommateurs associés ») doivent être situés dans le même bâtiment, sur la même parcelle cadastrale ou sur un même site d'activité. Le producteur et les consommateurs associés doivent être raccordés au même départ basse tension.

Pour les installations photovoltaïques, seules celles implantées sur bâtiments ou ombrières sont éligibles et seules les installations dont l'évaluation carbone simplifiée est inférieure à 750 kgCO₂/kWc sont éligibles (Cahier des charges). La rémunération de l'installation fait l'objet d'une surprime liée au taux d'autoconsommation : plus celui-ci est élevé, plus la prime sera élevée.

Le dernier cahier des charges publié par la CRE portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque ou éolienne situées en métropole continentale souligne que la puissance de chaque Installation doit être comprise entre 5 et 18 MW (CRE, 2017). L'appel d'offres énumère les aspects suivants :

- Le présent appel d'offres porte sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité situées en métropole continentale qui utilisent l'énergie solaire photovoltaïque ou l'énergie mécanique du vent.
- Conformément à l'article L. 311-10 du Code de l'Énergie, toute personne installée sur le territoire d'un Etat membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accord internationaux, sur le territoire de tout autre Etat peut participer à cet appel d'offres.
- Conformément au 2° de l'article L. 311-12 du Code de l'Énergie, les Candidats retenus désignés par le ministre chargé de l'énergie bénéficient d'un contrat de complément de rémunération (cf.7).
- Le fait pour un Candidat d'être retenu dans le cadre du présent appel d'offres ne préjuge en rien du bon aboutissement des procédures administratives qu'il lui appartient de conduire ni le cas échéant des conditions d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Les coûts de raccordement sont à la charge du Candidat retenu. Le Candidat est encouragé à faire une demande de pré-étude simple ou approfondie de raccordement auprès du gestionnaire de réseau concerné en amont de sa candidature (CRE, 2017).

2.2.3 Aspects économiques du concept de la prosommation photovoltaïque

Dans le cadre d'une autoconsommation individuelle, la valeur ajoutée principale est la réduction de la facture d'électricité. La revente du surplus de l'électricité photovoltaïque produite en est une autre. Les trois quarts des demandes de raccordement au réseau d'une installation de petite puissance en 2017/2018 se font sur ce modèle de vente en surplus (HESPUL, 2018). En France le système du tarif d'achat qui permet la vente en totalité de la production PV sans tenir compte de l'autoconsommation est plus rentable que l'autoconsommation du fait des tarifs de consommation trop bas. L'autoconsommation locale qui permet de réduire la facture d'électricité dont le tarif est inférieur au tarif d'achat, s'impose quand même.

L'autoconsommation individuelle est considérée comme rentable (HESPUL, 2018). Selon EDF, cela provient de la prime à l'investissement pour les installations en autoconsommation avec revente de surplus. Cette prime est dégressive à chaque trimestre en fonction des volumes de demandes de raccordement et versée sur cinq années au producteur. Il est important de noter que ces dispositions ne sont pas applicables aux opérations mentionnées à l'[article 8 L. 315-2 du code de l'énergie](#) lié à l'autoconsommation collective. Le prosommateur obtient son revenu par la revente de surplus. De plus, « l'électricité qui ne sera pas consommée instantanément sera vendue à EDF obligation d'achat à hauteur de 10cts €/kWh pour les installations inférieures ou égales à 9kWc et 6cts€/kWh pour les installations jusqu'à 100kWc » (EDFENR, 2017). L'arrêté prévoit en plus une prime à l'investissement et l'achat du surplus pour les générateurs en autoconsommation fixée à :

- 0.39 €/Wc pour une installation < ou égale à 3kWc
- 0.29 €/Wc pour une installation entre 3 et 9 kWc
- 0.19 €/Wc pour une installation entre 9 et 36 kWc
- 0.09 €/Wc pour une installation entre 36 et 100 kWc

- Pour une Installation de 100 kWc « l'autoconsommateur » reçoit 1 800 €/an sur 5 ans, soit 9 000 € et il revend son surplus à 6 centimes d'euros /kWh.
- Pour un générateur de 3 kWc « l'autoconsommateur » reçoit 234 €/ an sur 5 ans, soit 1 170 € et il revend son surplus à 0.10 €/kWh (EDFENR, 2017).

Selon la Direction de l'énergie et du climat, « le développement de l'autoconsommation / autoproduction, dont le modèle de rémunération repose sur une économie de facture TTC par la réduction de la quantité d'électricité soutirée du réseau, conduit à des modifications du mécanisme de couverture des coûts du système électrique et des recettes sur certaines contributions et taxes » (DEC, 2014). Il est estimé que

« ces effets peuvent induire notamment des transferts de charges entre autoconsommateurs et autres utilisateurs des réseaux (TURPE et CSPE) et des baisses de recettes de certaines taxes et contributions (CTA, TCFE et TVA) [et que] ces transferts de charges et baisses de recettes pourront devenir significatifs en cas de développement massif du modèle d'autoconsommation / autoproduction » (DEC, 2014).

2.2.4 Obstacles à la mise en oeuvre

Selon le rapport du PV Financing, les principales barrières freinant le développement d'installations PV résidentielles sont liées à l'obtention des autorisations administratives (en particulier les autorisations de raccordement) et aux coûts de connexion au réseau (PV Financing, 2017). Néanmoins, selon HESPUL, les obstacles sont plutôt liés à l'imprévisibilité des coûts de raccordement. Pour les installations de faible puissance (9 kWc – 36 kWc), les coûts de raccordement sont imprévisibles comme expliqué ci-dessous. En raison de cette imprévisibilité, il y a eu peu de développement sur cette gamme de puissance. Il est nécessaire d'ajuster la puissance de l'installation vers des gammes de puissance plus hautes afin d'éviter cette insécurité financière. Le gestionnaire de réseau ne fournit pas d'estimation du coût de raccordement type. Il ne peut également pas promettre de mettre une limite maximale à ce coût. De plus, un autre élément reste important : le gestionnaire de réseau fait la première étude de faisabilité gratuitement tandis que les suivantes sont payantes. Cet aspect a pour risque de compliquer le raccordement des petites puissances, les frais potentiellement élevés pouvant avoir un effet dissuasif (coût de raccordement et coût de l'étude de faisabilité) (HESPUL, 2018). Au-dessus de 100 kW, l'utilisation d'appels d'offre limite de facto le développement des installations d'autoconsommation souhaitant bénéficier d'un tarif fixe pour l'injection du surplus. Il est néanmoins possible d'opérer sans ce tarif de réinjection mais l'équation économique est sensiblement plus difficile à atteindre.

2.2.5 Exemples de bonnes pratiques

E. Leclerc à Langon

Selon le rapport PV Financing, un exemple de bonne pratique est celui de Langon, en Gironde, où un établissement de la grande distribution de la marque E.Leclerc a fait construire une ombrière de parking photovoltaïque. « 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 (PV Financing, 2017).

2.3 Prosommateur Photovoltaïque Concept 2-3

2.3.1 Description du concept Prosommation Photovoltaïque

Le projet PVP4Grid renvoie à deux concepts différents : l'autoconsommation collective et l'autoconsommation à l'échelle du quartier (ou en général d'une zone géographique plus large).

Le groupe 2 concerne des installations photovoltaïques à usage résidentiel collectif raccordées au réseau public (même bâtiment), des installations ayant un réseau privé local (pour les sites industriels et commerciaux) et finalement les modèles à l'échelle du quartier (District Power Model – le vocabulaire utilisé en France peut différer du vocabulaire utilisé dans le cadre du projet pour la notion de collectivité). Dans le modèle 2 de l'autoconsommation collective, les installations photovoltaïques sont installées sur les bâtiments à plusieurs consommateurs. Dans le présent rapport, nous identifions un exemple de bonne pratique de l'autoconsommation collective en Gironde.

La méthode de répartition consiste à analyser toutes les 30 minutes la production totale afin « d'évaluer la part de production consommée dans le cadre de la production (« autoconsommation ») et la part de production non consommée dans le cadre de l'opération (« surplus ») dont chaque partie vient d'être répartie à chaque prosommateur (Photovoltaïque, 2018b). Les éléments auxiliaires sont les mêmes que dans le cadre de l'autoconsommation individuelle.

Le modèle 3 est un modèle à l'échelle du quartier (dans le cadre du projet « District Power Model », ou DPM), et renvoie à des installations PV géographiquement dispersées. À cet égard, en France, le projet « Smartmagne » apparaît clairement comme un cas particulier de DPM, du moins d'un point de vue commercial. Il permet de réaliser tous les aspects centraux des DPM: partager l'électricité entre différents consommateurs et producteurs géographiquement dispersés. Toutefois, il est encore légèrement plus restrictif que le DPM étudié dans le cadre du projet PVP4Grid. En outre, le modèle donne plus de responsabilités aux personnes privées, notamment en ce qui concerne l'aspect réglementaire du flux d'énergie. Ce modèle français n'est pas encore aussi développé que nous pourrions le souhaiter, mais reste toutefois l'un des plus avancés en Europe à ce jour.

2.3.2 Cadre réglementaire pertinent

Selon la loi en vigueur, l'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une association ou d'une entreprise et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un

même poste public de transformation d'électricité de moyenne ou basse tension (Légifrance, 2017). Ensuite, les gestionnaires de réseaux de distribution doivent intégrer dans leur documentation technique de référence, une documentation spécifique adaptée aux opérations d'autoconsommation collective (Photovoltaïque.info, 2018b). Le cadre réglementaire est divisé en une ordonnance et un décret pour l'autoconsommation collective :

- L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 prise en exécution du 3^e de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte été ratifiée par la loi n°2017-227 du 24 février. Elle crée un chapitre 5 dédié à l'autoconsommation collective dans le livre 3 du code de l'énergie (partie législative).
- Le décret d'application n°2017-676 du 28 avril 2017. Il crée un chapitre 5 dédié à l'autoconsommation collective dans le livre 3 du code de l'énergie (partie réglementaire) (Photovoltaïque.info, 2018b).

La loi française autorise l'autoconsommation collective, qui est définie comme « la fourniture d'électricité effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste » de distribution d'électricité (ENEDIS, 2017).

Le groupe 2 concerne des installations photovoltaïques à usage résidentiel collectif raccordées au réseau public (même bâtiment), des installations ayant un réseau privé local (pour les sites industriels et commerciaux) et finalement d'un des modèles à l'échelle du quartier (District Power Model – le vocabulaire utilisé en France peut différer du vocabulaire utilisé dans le cadre du projet pour la notion de collectivité). La méthode de répartition consiste à analyser toutes les 30 minutes la production totale afin « d'évaluer la part de production consommée dans le cadre de la production (« autoconsommation ») et la part de production non consommée dans le cadre de l'opération (« surplus ») dont chaque partie est répartie entre les prosommateurs (Photovoltaïque, 2018b).

En effet, « la méthode de répartition consiste à analyser à chaque pas de temps de mesure (30 minutes) la production totale (à savoir la somme des productions des prosommateurs) et la consommation totale de l'opération (à savoir la somme des consommations des prosommateurs), afin d'évaluer la part de production consommée dans le cadre de l'opération (« autoconsommation ») et la part de production non consommée dans le cadre de l'opération ("surplus") » (Photovoltaïque.info, 2018b).

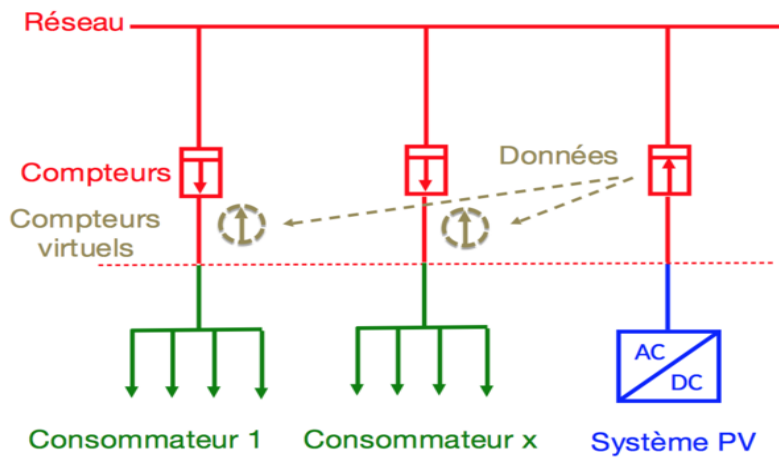


Figure 4 : Figure L'autoconsommation collective en France⁴

2.3.3 Aspects économiques du concept de la prosommation photovoltaïque

La valeur ajoutée du concept de la prosommation photovoltaïque pour les prosommateurs est un revenu généré par des économies sur les factures d'électricité, et de manière non monétaire un sentiment d'indépendance énergétique (HESPUL, 2018). Dans le cadre de l'autoconsommation collective, la rentabilité est en général négative à cause des prix des système PV qui existent actuellement en France (BI, 2018). L'impact sur le marché n'est pas clair car cet impact dépend de l'évolution des charges et prélèvements futurs.

Contrairement à l'autoconsommation individuelle, l'électricité autoproduite dans une opération d'autoconsommation collective est toujours mesurée. Pour un client donné, les quantités d'électricité autoconsommées et approvisionnées par le fournisseur sont donc connues même pour les installations de plus petite puissance. Ainsi, compte-tenu des difficultés soulevées par un soutien financier indirect aux énergies renouvelables via des exonérations, la CRE recommande de ne pas étendre l'exonération de CSPE et de taxes locales aux opérations d'autoconsommation collective (HESPUL, 2018). La CSPE est calculée à partir de la quantité d'énergie consommée, soutirée du réseau. Les autoconsommateurs en sont toutefois exonérés jusqu'à 240 GWh/an en vertu des dispositions de l'article L.121-11 du code de l'énergie si bien qu'un autoconsommateur ne contribue pas à la CSPE sur les MWh qu'il autoconsomme (Le Moniteur, 2017).

⁴Source : <http://www.photovoltaique.info/local/cachevignettes/L655xH458/autoconsocollective-4ba9c.png>

Les structures de coûts incluent également un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Le nouveau tarif dit « TURPE 5 » « introduit une composante de gestion spécifique aux autoproducteurs (à savoir tous les producteurs injectant le surplus de leur production). Par le passé, les autoproducteurs payaient la totalité de la composante de gestion au titre du soutirage ainsi que la totalité au titre de l'injection. Désormais, ils ne payeront que la moitié de la composante de gestion de soutirage tout en continuant de payer la totalité au titre de l'injection » (Photovoltaïque.info, 2017).

Le problème avec le TURPE dans les cas d'autoconsommation collective, c'est que les prosommateurs payent le TURPE en tant que producteurs et en tant que consommateurs. Cela signifie qu'ils payent deux fois le TURPE pour chaque kWh. Une révision du mécanisme de calcul est donc nécessaire. Pour les gammes de puissance plus importantes, il faudrait des mécanismes permettant d'estimer anticipativement le surplus de leur production. Ils peuvent le faire dans le cadre du tarif d'achat, mais celui-ci n'est pas suffisant pour couvrir tous les coûts. Une solution serait de répartir les coûts entre tous les utilisateurs et ainsi de changer la méthode de calcul. De toute façon les gestionnaires de réseau pourront toujours couvrir leurs coûts, c'est-à-dire qu'un équilibre est donc tout à fait possible (HESPUL, 2018).

Dans le cadre des installations de puissance plus importante, c'est-à-dire supérieures à 100 kWp, il n'y a pas d'appels d'offres pour installations en autoconsommation collective en France pour l'instant. Néanmoins, le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire a ouvert cette question autour de possibles futurs appels d'offres. C'est une vraie possibilité, car dans ce contexte l'État peut contrôler les volumes. L'expérience des appels d'offres montre également une réduction générale des prix demandés par les porteurs de projets (HESPUL, 2018).

Les secteurs industriel et tertiaire (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) se caractérisent généralement par des taux d'autoconsommation « naturelle » plus élevés compte tenu d'une bonne synchronisation de leurs profils de consommation et de production photovoltaïque. En effet, pour ces segments, les activités qu'elles exercent en journée et la baisse de celles-ci en soirée (à nuancer suivant les activités visées) correspond au profil de production de leurs installations et peut conduire dans certains cas à des impacts nuls en termes d'injection et des effets bénéfiques en termes de soutirage (HESPUL, 2018). Néanmoins, les secteurs industriels peuvent également avoir une consommation dite « minimale ».

2.3.4 Obstacles à la mise en œuvre

La plus grande barrière économique à l'autoconsommation collective reste l'imprévisibilité relative des revenus futurs. Par exemple, pour une installation en vente de surplus, une part d'incertitude existe car le calcul de la rémunération se fait en partie par la consommation évitée, c'est-à-dire via des économies sur la facture d'électricité (HESPUL, 2018). Il faut estimer le taux d'augmentation du coût de l'électricité au détail pour estimer la rémunération et intégrer un paramètre relatif au taux d'autoconsommation. Or, pour un site industriel, il est compliqué d'estimer s'il restera à la même localisation avec le même profil de consommateur pendant 10 ou 12 ans. Le modèle d'affaires est plus compliqué à déterminer dans le cadre de revente de surplus que dans le cadre de l'autoconsommation totale. Cette difficulté est due à l'imprévisibilité des revenus générés et des prix de l'électricité à long terme (HESPUL, 2018). Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, le producteur n'est pas considéré comme un fournisseur classique. (Photovoltaïque.info, 2018).

Un autre aspect qui représente un obstacle important à l'autoconsommation est l'impossibilité de pouvoir faire du tiers investissement. De plus, pour une vente directe, il faut être enregistré en tant que fournisseur d'électricité, et donc payer toutes les taxes sur l'électricité vendue. A cause de ces taxes, investir dans le photovoltaïque dans le secteur résidentiel collectif sur le plan individuel et privé n'est pas encore rentable. Néanmoins, dans le cadre public et en particulier dans le domaine social (bailleurs sociaux), l'autoconsommation collective à usage résidentiel montre un fort potentiel économique. La seule façon pour que les installations photovoltaïques en autoconsommation collective atteignent un niveau de rentabilité intéressant, serait que les propriétaires ne paient pas les taxes et les prélèvements sur l'électricité autoconsommée. Sans cela, de tels systèmes ne sont pas concurrentiels, car l'électricité produite est plus chère que l'électricité du réseau (HESPUL, 2018). Comme indiqué ci-dessus, le réseau privé n'existe pas dans la troisième catégorie décrite dans la section 2.1 du rapport. Les possibilités de développement de l'autoconsommation en France sont prometteuses depuis la publication de l'arrêté en 2017. Néanmoins, il faut encore attendre l'impact de cette législation. Indépendamment de toutes les décisions politiques prises par l'État, le prix du photovoltaïque baisse continuellement. Il est évident que le développement du photovoltaïque ne peut pas être arrêté.

Vu le contexte légal, ce sont entre autres les bailleurs sociaux qui peuvent pousser ce développement afin de réduire les charges variables des consommateurs. Cela devient très intéressant pour l'habitat vertical ou logement social. Le financement de ces projets d'autoconsommation collective peut être envisagé dans une perspective d'économie participative et faire émerger de nouveaux modèles d'affaires (HESPUL, 2018). Les textes français ne sont actuellement pas alignés à la législation européenne en la matière. Il

peut y avoir quelques résidences sur un réseau fermé, mais le réseau doit avoir comme objectif spécifique les sites communaux ou industriels. De plus, le résidentiel en question doit être en lien avec le site commercial ou industriel (maison du gardien, par exemple) (HESPUL, 2018).

Des projets existants sont, dans les faits, semblables à l'idée du modèle à l'échelle du quartier. Il s'agira plus précisément, de la capacité d'établir des zones d'expérimentation afin de tester les questions de flexibilité locale, comme par exemple le projet Smart Magne dans le Cher. Cette démarche est néanmoins assez compliquée (HESPUL, 2018).

2.3.5 Exemple de bonnes pratiques

Modèle 2 Autoconsommation collective Bordeaux - Gironde Habitat

« A Bordeaux, la résidence « Les Souffleurs », du bailleur social Gironde Habitat, dispose de la première opération d'autoconsommation collective en France. Au cœur d'un quartier en pleine transformation, cette première installation d'autoconsommation collective est le résultat d'un travail conjoint entre Gironde Habitat, bailleur social engagé dans le développement durable, Inelia, entreprise spécialisée dans le développement de projets photovoltaïques, et le gestionnaire du réseau de distribution électrique Enedis (ex ERDF). Inaugurée le vendredi 1er décembre 2017, cette opération d'autoconsommation collective est rendue possible par la loi du 24 février 2017 et son décret d'application du 28 avril 2017. Il permet à plusieurs consommateurs et producteurs de s'associer entre eux au sein d'une personne morale afin d'autoconsommer collectivement l'électricité, en se répartissant la production d'électricité renouvelable en aval d'un même poste de distribution publique d'électricité. Dès 2018, l'ensemble des résidents de cet immeuble de 60 logements équipés de panneaux solaires, pourront ainsi bénéficier de cette production locale et ainsi d'une diminution de leur charge. Après la mise en service, Enedis relève les données des compteurs communicants et, calcule les quantités d'énergie nécessaires à la mise en œuvre de l'opération, à partir des courbes de charges et des clés de répartition communiquées par l'organisation ou entreprise responsable de l'opération. Enedis les met ensuite à disposition de l'organisation ou entreprise et des différentes parties prenantes » (Gironde Habitat, 2018).

Modèle 3 Modèle à l'échelle du quartier

SmartMagne (projet à plus grande échelle d'un village)

Selon Omexom, « SmartMagne prend en compte les dernières avancées législatives et réglementaires et permettra, dès 2018, à la commune rurale de Marmagne (Cher) de consommer de l'électricité produite localement à partir d'énergies renouvelables » (Omexom, 2017). Dans les faits, le projet Smart Magne est

une spécificité française et un modèle avec des particularités permettant une définition d'autoconsommation à l'échelle du quartier (District Power Model). Au départ, la Commune a fait enlever les compteurs de sept de leurs bâtiments, situés sur des parcelles adjacentes, et a relié chacun de ces bâtiments par un câble électrique enterré à un huitième bâtiment, avec un compteur unique à un point de livraison unique. L'installation photovoltaïque sera sur l'un des huit bâtiments. Dans ce contexte, il s'agit d'un projet qui renvoi à un modèle à l'échelle du quartier. Il existe donc de multiples entités juridiques et de multiples points de livraison / compteurs. (HESPUL, 2018). SmartMagne représente et « conjugue » une production d'électricité issue de panneaux photovoltaïques installés sur les bâtiments communaux avec un système de gestion intelligente des flux d'énergie couplé à des batteries, pour le stockage de l'électricité, qui permet de consommer en dehors des heures de production (Omexom, 2017). La combinaison d'algorithmes permet de calculer à tout moment les flux d'électricité entrants et sortants. Les bâtiments et acteurs concernés sont la mairie, les écoles, crèches, salle des fêtes, des installations d'éclairage public et également une borne de recharge rapide pour véhicules électriques (Omexom, 2017).

3 Tableau et Illustrations

Figure 1 : Tableau Capacités photovoltaïques installées en France en 2017	6
Figure 2 : Tableau Demande d'électricité et production photovoltaïque en France	6
Figure 3 : Tableau Vue de l'ensemble des concepts prosommation photovoltaïque.....	7
Figure 4 : Figure L'autoconsommation collective en France.....	16

4 Liste des acronymes

CRE – Commission de régulation de l'énergie

CSPE – Contribution au service public d'électricité

DSO – District System Operator (voir ENEDIS)

EDF – Electricité de France

EDFENR – Electricité de France Energies Nouvelles Réparties

ENEDIS – Gestionnaire du réseau de distribution

ERDF - Electricité réseau distribution France

HESPUL – Association HESPUL solaire photovoltaïque

PME – Petites et moyennes entreprises

PMI – Petites et moyennes industries

RTE – Réseau de transport d'électricité

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

5 Bibliographie

CRE (2017), Cahier des charges 2018, Lien: <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-d-energie-solaire-photovoltaïque-o>

DEC (2014), Direction générale de l'énergie et du climat (Direction de l'énergie, Groupe de travail sur l'autoproduction de l'électricité renouvelable), Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, Décembre 2014. Lien : http://www.ddline.fr/wp-content/uploads/2015/02/rapport_autoconsommation.pdf

EDFENR (2017). Une prime pour encourager l'autoconsommation solaire ! 10 mai 2017. Lien : <https://www.edfenr.com/actualites/prime-encouragement-autoconsommation/>

EDFENR (2018). Votre toit, une nouvelle source d'énergie. Lien : <https://www.edfenr.com/gamme/panneaux-solaires-sur-votre-toit/>

ENEDIS (2017). Autoconsommation Dossier de Presse. Lien : http://www.enedis.fr/sites/default/files/DP_autoconsommation.pdf

Gironde Habitat (2018). Première installation d'autoconsommation collective de France. 8 mai 2018. Lien : <https://www.gironde-habitat.fr/actualites/premiere-installation-dautoconsommation-collective-de-france-residence-bordelaise-souffleurs/>

HESPUL (2018). Entretien 2 Mars 2018.

HESPUL (2017). Guide : Exploitation des installations photovoltaïques. Gestion technique de l'ordinaire et de l'extraordinaire. Lien : http://www.photovoltaïque.info/IMG/pdf/170110_guide_exploitation_pv_hespul_crpv_v1_.pdf

Légifrance (2017). Code de l'Énergie. 26 février 2017. Lien : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&idArticle=LEGIARTI000032939887&dateTexte=&categorieLien=cid>

Le Moniteur (2017) 26 septembre 2017. Lien: <https://www.lemoniteur.fr/article/autoconsommation-le-conseil-d-etat-defend-l-exoneration-de-cspe-34837793>

Omexom (2017), SmartMagne. Lien: http://www.omexom.com/wp-content/uploads/2017/11/CP_SmartMagne.pdf

Photovoltaïque.info (2018a). 30 janvier 2018. Lien : <http://www.photovoltaique.info/Aujourd-hui-arrete-du-9-mai-2017.html#>

Photovoltaïque. Info (2018b). L'autoconsommation collective. 7 mars 2018. Lien : <http://www.photovoltaique.info/L-autoconsommation-collective.html>

Photovoltaïque.Info (2015). Raccordé au réseau : photovoltaïque lié au bâti : 19 mai 2015. Lien : <http://www.photovoltaique.info/Raccorde-au-reseau-photovoltaique.html>

PV Financing (2017). France : Installation PV < 3 kWc sur des bâtiments résidentiels. 30 mai 2017. Lien : <http://database.pv-financing.eu/fr/database/pvgrid/france/national-profile-5/residential-systems/2001/installation-pv--3-kwc-sur-des-btiments-rsidentiels-1.html>

