

Note comparative de solutions de comptage pour l'autoconsommation collective de la production photovoltaïque

Applications aux bâtiments collectifs d'habitation, aux bâtiments collectifs de bureaux, aux réseaux dits « fermés » et aux réseaux privés*

Table des matières

1. Description des solutions de comptage pour installations PV sur bâtiment collectif d'habitation. .2	
Comptage virtuel.....2	
Modèle allemand Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG).....3	
Raccordement indirect.....4	
2. Conclusion.....6	

Index des illustrations

Figure 1 Modèle de comptage virtuel en bâtiment collectif d'habitation (colonne montante publique). Source Hespul.....3	
Figure 2: Modèle HEG en bâtiment collectif d'habitation (colonne montante privée). Source Hespul.....4	
Figure 3: Raccordement indirect d'une installation de production et d'installations de consommateurs sur un site de consommation. Source Hespul.....5	
Figure 4 : Raccordement indirect d'installations de consommateurs sur un site de production. Source Hespul.....5	
Figure 5 : Schéma actuel utilisé par des SCI permettant une autoconsommation de la production équitablement répartie sur les différentes parties prenantes. Source Hespul.....7	
Figure 6: Raccordement de l'infrastructure de recharge au réseau public de distribution et mise en place d'un système de mesure privé opéré par le syndic ou par un opérateur tiers. Source : CRÉ.....8	
Figure 7: Raccordement de l'infrastructure de recharge sur le réseau de l'immeuble et mise en place d'un système de mesure privé opéré par le syndic ou par un opérateur tiers. Source : CRÉ.....8	

Acronymes

GRD – Gestionnaire de réseau
AODE – Autorités organisatrices de la distribution d'électricité
CoRDIS - Comité de règlement des différends et des sanctions
HEG - Heidelberger Energiegenossenschaft eG

Marine JOOS – Chargée de projet réseaux intelligents
Jeremy Bousquet – Stagiaire Juriste

Octobre 2015

Contact : marine.joos@hespul.org

* Les réseaux fermés, selon l'Article 28 de la Directive européenne 2009/72/EC, sont des « réseaux qui distribuent de l'électricité à l'intérieur d'un site industriel, commercial ou de partage de services géographiquement limité ». La Directive ne prévoit pas que les réseaux fermés approvisionnent des clients résidentiels, à part dans le cas bien précis de salariés du propriétaire .

1. Description des solutions de comptage pour installations PV

Dans le cas d'un bâtiment collectif d'habitation, il n'est *a priori* pas possible de réaliser une seule installation en autoconsommation pour la totalité de la consommation du bâtiment puisque les consommateurs sont des entités juridiques différentes. La réalisation d'une installation PV en autoconsommation sur les communs est possible mais sa taille sera limitée par la faible consommation des équipements pendant les heures de production, ce qui revient à s'interdire de fait de valoriser le gisement que représente, dans la perspective de la transition énergétique, toute toiture ensoleillée.

Une alternative à un raccordement sur le compteur des communs est de réaliser plusieurs installations de petite taille, chacune disposant de micro-onduleurs et étant raccordée physiquement par un câble dédié à l'un des logements de la copropriété. Cependant cette solution génère d'importants surcoûts dus à la complexité de câblage, complique la maintenance à cause de la multiplicité des équipements et présente un risque que les modèles de micro-onduleurs (marque, type, spécificités) ne soient plus disponibles en cas de besoin de les remplacer.

Nous présentons ici plusieurs solutions qui permettraient de ne réaliser qu'une seule installation en toiture. Ces solutions ne sont pas possibles en France à l'heure actuelle et nécessitent dans certains cas de faire évoluer la réglementation.

Comptage virtuel

Le comptage virtuel¹ consiste à remplacer une solution matérielle complexe de câblage par une solution logicielle qui attribue la production à différents consommateurs du bâtiment selon une clé de répartition pré-définie. Cette solution séduisante et peu coûteuse n'est pas possible aujourd'hui en France, mais les différentes parties prenantes intéressées pourraient en faire la promotion auprès des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) en vue de faire évoluer la réglementation en vigueur.

Mise en œuvre de l'installation photovoltaïque	Réalisation d'une seule installation en toiture. Raccordement direct sur le réseau public, donc en injection de la totalité. D'un point de vue physique, cette installation n'est pas différente des installations développées en vente de la totalité. Cette solution n'apporte pas de réponse au problème de coûts de raccordement élevés le cas échéant.
Mise en œuvre de la facturation	L'intégralité de la production de l'installation est répartie par le GRD selon une clé de répartition pré-définie (ex : le prorata des surfaces occupées par chaque logement) et affectée à des compteurs virtuels dans la base de données du GRD. Des conditions peuvent être mises, par exemple que la quantité d'énergie virtuelle produite ne dépasse pas la quantité d'énergie réellement consommée sur une période d'un an pour chacun des consommateurs. Le GRD fournit les données finales (consommation mesurée – production virtuelle) de comptage au(x) fournisseur(s) qui les utilise(nt) pour établir la facture.
Financement de l'installation	Plusieurs options sont possibles, parmi lesquelles : - les consommateurs investissent eux-mêmes dans l'installation de production, - un tiers financeur (bailleur, syndic, etc.) investit et se rémunère sur l'augmentation des loyers ou des charges du bâtiment que les consommateurs peuvent assumer grâce aux revenus de la production.

¹ A noter que cette solution a été proposée par le gestionnaire de réseau de distribution de la Ville d'Amsterdam, Liander. Le cadre réglementaire en vigueur aux Pays-Bas impose aux fournisseurs d'électricité de déduire des factures de consommations d'électricité l'énergie photovoltaïque produite par ces derniers sachant que la quantité d'énergie produite prise en compte ne doit pas dépasser la quantité d'énergie consommée annuellement. Pour respecter ces dispositions, il n'est pas possible de réaliser une seule et unique installation photovoltaïque en toiture d'une comme cela ce fait généralement. Ainsi, pour remplir ces obligations, tout en évitant de réaliser des installations complexes, Liander a proposé cette solution de comptage innovante.

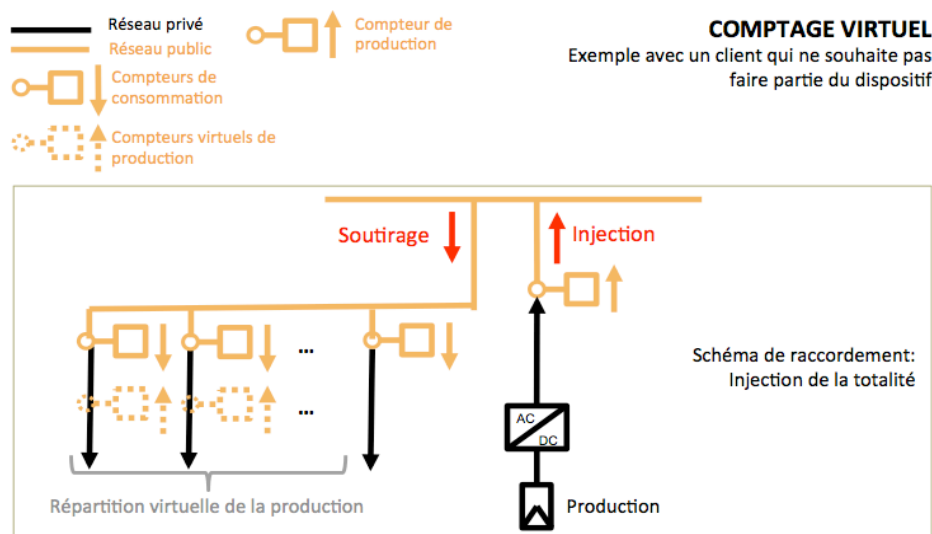


Figure 1 Modèle de comptage virtuel en bâtiment collectif d'habitation (colonne montante publique). Source Hespul.

Illustration d'un cas où tous les consommateurs font partie du montage en sachant qu'il est très simple dans ce modèle de permettre à un consommateur de ne pas faire partie du montage, lui laissant le choix de ne pas bénéficier d'une réduction de sa consommation.

Modèle allemand Heidelberg Energiegenossenschaft (HEG)

Le modèle décrit ci-dessous est développé par la coopérative allemande Heidelberg Energiegenossenschaft eG afin de réaliser des installations photovoltaïques en bâtiment collectif d'habitation en évitant de diviser l'installation. Elle correspond au cas décrit dans la loi allemande de « consommation par des tiers de l'électricité produite par des installations photovoltaïques situées à proximité géographique immédiate, sans recourir au réseau »².

Ce modèle consiste à raccorder une installation photovoltaïque sur un réseau privé alimentant un certain nombre de consommateurs particuliers, ce qui nécessite que la colonne montante soit privée et que le bâtiment ait un point de livraison (PDL) unique. Le gestionnaire de réseau relève le compteur de production, le compteur multi-cadrons et le cas échéant les compteurs de consommation des clients ne souhaitant pas faire partie du dispositif. Les clients qui y participent ont un contrat unique de fourniture avec l'exploitant de la centrale PV, qui achète l'électricité soutirée au réseau (électricité complémentaire) à un autre fournisseur. Transposée à la France dans le cadre juridique actuel, cette solution imposerait que l'exploitant dispose de la qualité de fournisseur pour pouvoir acheter le complément d'électricité et le revendre aux consommateurs.

Mise en œuvre de l'installation photovoltaïque	<p>Réalisation d'une seule installation en toiture. Raccordement sur le réseau privé (indirect), correspondant physiquement à de l'injection du surplus ou à l'autoconsommation totale. Cette solution permet donc de déclarer une puissance de raccordement bien inférieure à la puissance maximale, voir nulle (autoconsommation totale).</p> <p>La solution de raccordement s'apparente à un raccordement en injection du surplus mais avec plusieurs consommateurs. Les sous-compteurs comptabilisent la consommation totale de chacun des consommateurs.</p>
Mise en œuvre de la facturation	<p>L'exploitant de la centrale PV est le fournisseur des consommateurs. Il approvisionne ses consommateurs en électricité complémentaire en achetant de la production à un tiers.</p> <p>Le GRD fait la relève du compteur de production et du compteur multi-cadran au PDL, pour permettre le décompte dans le cas où un ou plusieurs clients ne font pas partie du dispositif et déterminer les taxes et contributions applicables à l'électricité photovoltaïque et à l'électricité</p>

² Ce modèle HEG est décrit par la traduction française de la documentation de la Heidelberg Energiegenossenschaft (HEG) sur la consommation directe d'électricité photovoltaïque par des tiers, par l'Office franco-allemand des énergies renouvelables (Juin 2015).

Financement de l'installation	<p>complémentaire.</p> <p>Les sous-compteurs de consommation appartiennent à l'exploitant et sont relevés par lui uniquement. Dans le cas où un des clients ne veut pas faire partie du dispositif, un compteur appartenant au GRD et relevé par le GRD est installé et une prestation de décompte permet de recalculer les quantités injectées et soutirées au niveau contractuel en aval du compteur multi-cadran .</p>
-------------------------------	---

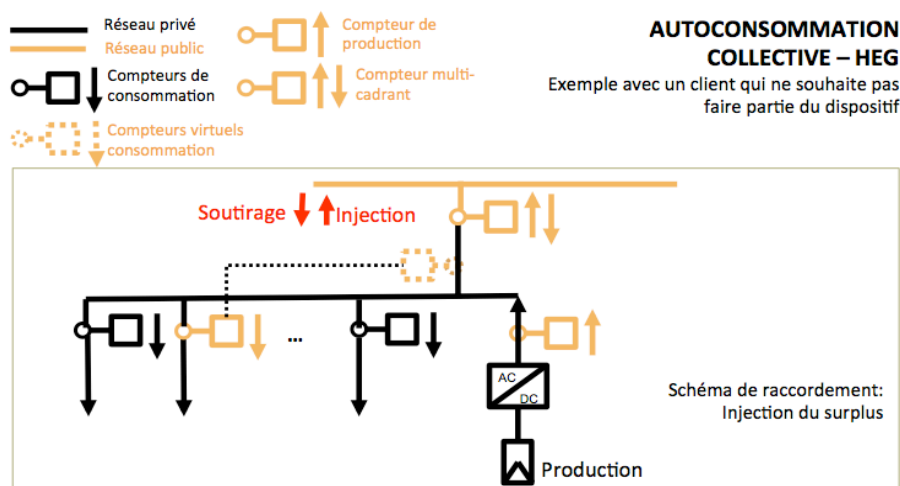


Figure 2: Modèle HEG en bâtiment collectif d'habitation (colonne montante privée). Source Hespul.

Illustration montrant le cas où l'un des consommateurs ne fait pas partie du dispositif et nécessitant la reconstitution virtuelle des flux de consommation pour l'aspect contractuel.

Raccordement indirect

Le raccordement indirect consiste à raccorder une installation de production sur le circuit intérieur d'une autre installation (consommation ou production). Selon cette définition technique, les schémas d'autoconsommation totale et d'injection du surplus sont des cas particuliers de raccordement indirect. Par contre, dans la nomenclature d'ERDF, le terme de raccordement indirect se limite aux cas où l'hébergeur (installation existante accueillant la production) et l'hébergé (installation raccordée indirectement) sont des entités juridiques distinctes³ : c'est à cette situation que renvoie le terme de « raccordement indirect » dans la suite de la présente note.

Le raccordement indirect est autorisé aujourd'hui en France. Une description plus complète de ce schéma de raccordement est disponible sur le site du Centre de ressource photovoltaïque⁴.

Habituellement, le raccordement indirect est utilisé pour valoriser l'intégralité de la production au tarif d'achat en évitant un raccordement direct au RPD pouvant engendrer des coûts de raccordement élevés (surtout dans le cas d'une installation de production en basse tension voulant se raccorder à un site de consommation en HTA).

La décision du CoRDIS du 6/05/2015 (Valsophia c/ ERDF) relative aux conditions de raccordement d'un projet immobilier⁵, vient confirmer la possibilité que plusieurs consommateurs soient hébergés par un hébergeur avec un point de livraison unique vu du réseau public, ce qui ouvre la possibilité de raccorder indirectement consommateurs et producteurs sur un nouveau site.

Ceci permet d'imaginer deux configurations en raccordement indirect dans lesquelles :

³ Dans le cas d'entités juridiques sont identiques voir le schéma « S4 »(ERDF-NOI-RES_46E).

⁴ <http://www.photovoltaique.info/Raccordement-indirect.html>

⁵ Nous ne décrivons pas ici le schéma de raccordement qui découle de la décision du CoRDIS, celle-ci pouvant être interprétée de différents manières. Néanmoins, nous proposons ici des schémas qui nous semblent pertinents au regard de la situation actuelle.

- il y a non pas un mais plusieurs consommateurs
- la valorisation de la production se fait en autoconsommation totale ou en vente du surplus - et non pas en vente de la totalité, ce qui nécessite d'établir une règle de répartition de la production PV entre consommateurs. Ces derniers ont un contrat avec un fournisseur pour l'électricité soutirée au réseau et un contrat avec l'exploitant PV (qui, dans ce cas, n'a pas besoin d'avoir la qualité de fournisseur).

1. Un consommateur hébergeur, des consommateurs hébergés, une production hébergée (fig. 3)

Le GRD relève les compteurs en installation intérieure (production et consommation des hébergés) et le compteur multi-cadrons au PDL. Le GRD effectue une reconstitution des flux qui permet d'attribuer à l'hébergeur une courbe de charge correspondant à sa consommation totale.

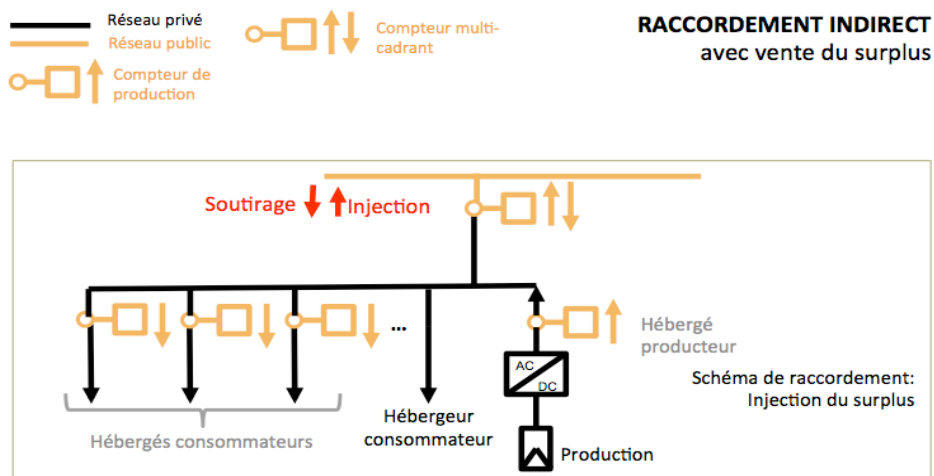


Figure 3: Raccordement indirect d'une installation de production et d'installations de consommateurs sur un site de consommation. *Source Hespul.*

2. Un producteur hébergeur, des consommateurs hébergés (fig. 4)

Le GRD relève les compteurs de consommation de tous les consommateurs (qui sont tous hébergés) dans l'installation intérieure et le compteur multi-cadrons au PDL. Le GRD effectue une reconstitution des flux qui permet d'attribuer à l'hébergeur une courbe de charge correspondant à sa production totale.

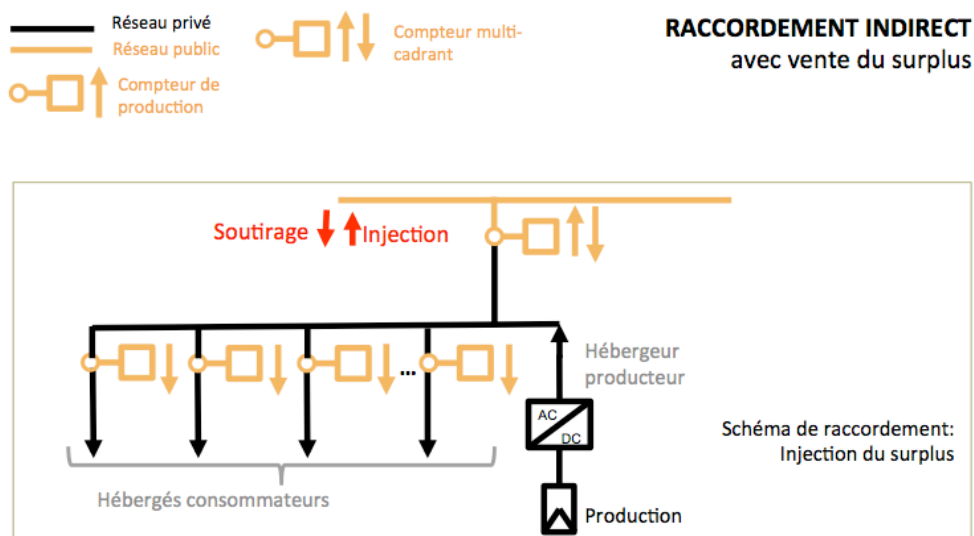


Figure 4 : Raccordement indirect d'installations de consommateurs sur un site de production. *Source Hespul.*

Le raccordement indirect en autoconsommation totale ou en vente du surplus permettrait donc de valoriser économiquement l'autoconsommation en soustrayant la production à la consommation, sous réserve d'identifier un fournisseur intéressé par un tel montage.

Dans le cas d'installations existantes, la mise en œuvre de ces configurations nécessite la privatisation de la colonne montante.

Raccordement des consommateurs	Raccordement de plusieurs consommateurs sur l'installation de consommation de l'hébergeur (consommateur ou producteur).
Mise en œuvre de l'installation photovoltaïque	Réalisation d'une seule installation en toiture. Raccordement sur le réseau privé (indirect), correspondant <u>physiquement</u> à de l'injection du surplus (qui peut être nulle). Cette solution permet donc de déclarer une puissance de raccordement en production bien inférieure à la puissance maximale (sortie onduleurs), voir nulle (dans le cas où la production est consommée intégralement sur site toute l'année). Dans le cas de bâtiments collectifs d'habitation où la consommation est importante tout au long de l'année et se situant dans des zones urbaines denses, l'impact sur les coûts de raccordement ne sera pas forcément visible.
Mise en œuvre de la facturation	Soit l'exploitant de la centrale PV est l'un des deux fournisseurs des consommateurs (sans avoir besoin de la qualité de fournisseur puisqu'il n'y a pas d'achat pour revente mais uniquement production pour vente), soit il vend sa production au fournisseur des consommateurs. Les coûts et taxes qui s'appliquent dans ces deux cas peuvent différer. Dans le premier cas, la production de cette installation est répartie par le GRD selon une clé de répartition pré-définie et soustraite des index des compteurs des consommateurs. Dans le second cas, le fournisseur conçoit un tarif adapté pour prendre en compte l'achat de production locale. Le GRD effectue la relève du compteur de production (sauf si le producteur est hébergeur), des compteurs des consommateurs hébergés et du compteur multi-cadrons au PDL pour permettre la reconstitution des flux de l'hébergeur. Le monopole de comptage est donc maintenu et ce schéma ne met pas en œuvre de rétrocession d'énergie.
Financement de l'installation	L'exploitant est investisseur et se rémunère sur la vente de l'électricité aux consommateurs.

2. Conclusion

Les trois modèles décrits ci-dessus sont équivalents en ce qu'ils permettent de développer des installations de production sur des bâtiments collectifs d'habitation ou de bureaux, ou groupes d'habitations, et peuvent ce faisant contribuer activement aux objectifs de la transition énergétique.

Toutefois, aucun de ces modèles n'a encore été mis en place en France et cette hypothèse nécessite selon le cas des évolutions contractuelles, législatives ou réglementaires, ou bien des modifications de la Documentation Technique de Référence (DTR) d'ERDF qui sont brièvement listés ci-dessous avec entre parenthèses les modèles concernés :

- Niveau contractuel :
 - Définition d'une règle de répartition de la production et de ses conditions (tous)
 - Création d'index de production virtuels pour chaque consommateur (Comptage virtuel et Raccordement indirect)
 - Responsabilité d'équilibre pour le surplus injecté (HEG, Raccordement indirect)
- Niveau législatif et réglementaire
 - Monopole des GRD sur les activités de comptage (HEG) (mis à part certaines prestations)

(cf. article L322-8 du code de l'énergie et article 19 du cahier des charges du contrat de concession,)

- Nécessité de détenir la qualité de fournisseur pour pouvoir acheter le complément d'électricité et le revendre aux consommateurs (HEG) (cf. article L333-1 du code de l'énergie) et son pendant, l'interdiction de la rétrocession d'énergie (HEG – comptage et facturation effectué par l'exploitant PV) (cf. contrats de concession entre GRD et AODE)
- Entrave au droit de choisir librement son fournisseur (HEG) (cf. article L331-1 du Code de l'énergie) (le modèle HEG envisage déjà la possibilité pour un ou plusieurs consommateurs de refuser d'intégrer le dispositif ou d'en sortir)

De plus, ces schémas peuvent induire une augmentation des coûts de comptage et de gestion par rapport à un schéma classique de raccordement direct ou un schéma d'autoconsommation totale (donc avec une même entité juridique).

Pour autant, **le raccordement de plusieurs consommateurs sur un seul PDL est déjà utilisé en France**, en dépit de l'interdiction de rétrocession d'énergie, **principalement sous deux formes** :

- Regroupement de plusieurs entités dans une SCI (figure 5) (alternative : regroupement de sociétaires dans une coopérative) qui dispose d'un seul PDL – le regroupement en SCI ou coopérative permettrait de également s'accorder sur le choix du fournisseur pour ne pas porter atteinte au droit reconnu par l'article L331-1 du Code de l'énergie.

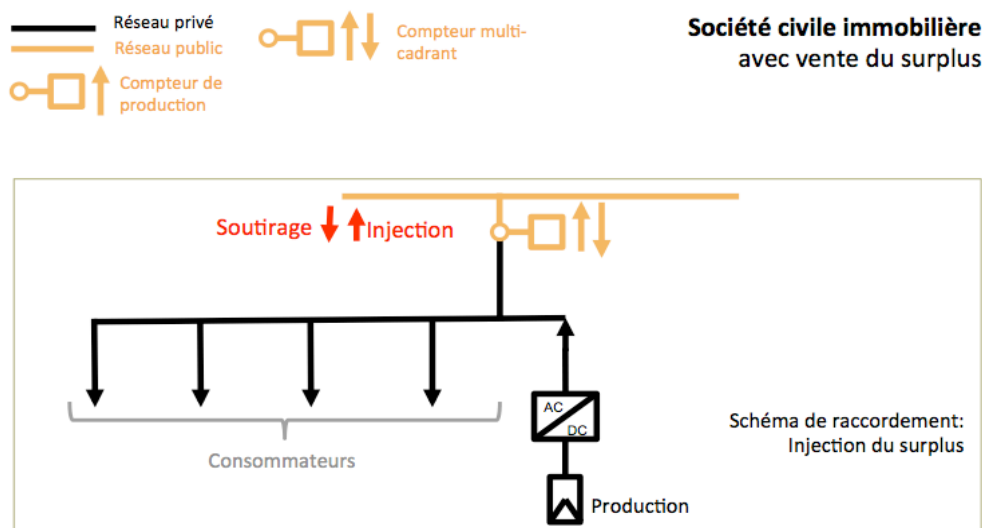


Figure 5 : Schéma actuel utilisé par des SCI permettant une autoconsommation de la production équitablement répartie sur les différentes parties prenantes. *Source Hespul.*

- Hébergement d'un ou plusieurs consommateur(s) par un consommateur hébergeur qui répartit le montant de la facture entre les deux entités et qui est la seule entité connue du GRD et du fournisseur.

Ce second modèle est fréquemment utilisé dans les centres commerciaux, sites industriels, hôtels, résidences universitaires, etc, où la facturation par l'hébergeur aux hébergés s'effectue sur la base d'un forfait ou à l'aide de sous-compteurs. Rien ne justifie que ces cas ne puissent pas être utilisés sur un site comportant une installation de production : en effet, dans ces deux configurations, il est aisé de raccorder une installation de production sur l'installation intérieure dont la production serait *de facto* répartie équitablement entre les différentes entités regroupées sur un même PDL.

L'existence de nombreux cas avérés de dérogation au principe d'interdiction de rétrocession

conduisent à s'interroger sur la rigidité supposée du cadre juridique et réglementaire qui est souvent opposée aux demandes de porteurs de projets d'autoconsommation collective. De plus, certains éléments permettent d'envisager la possibilité d'un assouplissement des barrières à la mise en place des différents montages décrits dans la présente note, parmi lesquels :

- **La décision du CoRDiS du 6/05/2015 (Valsophia c/ ERDF) semble indiquer que le principe de prohibition de rétrocession d'énergie serait limitée au cas d'un consommateur ayant contracté à un tarif réglementé de vente.** En dehors de ce cas, la rétrocession semble possible mais à condition que celui qui rétrocède ait la qualité de fournisseur.
- **Dans ses recommandations relatives aux Smart Grids⁶, la CRÉ envisage une simplification des schémas de comptage pour les bornes de recharge de véhicules électriques permettant un sous-comptage privé de chacune des bornes** et un raccordement indirect sur l'installation de consommation existante (figure 6) ou un raccordement direct mutualisé (figure 7). Une adaptation de ce schéma de comptage à la problématique de l'autoconsommation collective pourrait consister à réaliser le montage « HEG » avec une coopérative fournissant un ensemble de services à ses sociétaires, parmi lesquels la réduction de leur consommation soutirée au réseau grâce à la production PV sur site, ce qui permettrait de ne pas considérer la répartition des consommations comme une activité de fourniture.
- **Plusieurs projets de démonstrateurs de réseaux intelligents envisagent des architectures de comptage dans l'objectif de permettre l'autoconsommation collective.**

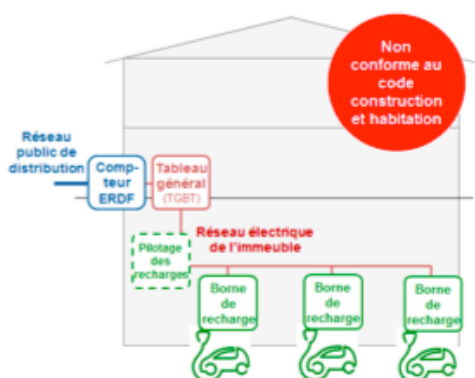


Figure 7: Raccordement de l'infrastructure de recharge sur le réseau de l'immeuble et mise en place d'un système de mesure privé opéré par le syndic ou par un opérateur tiers. *Source : CRÉ*

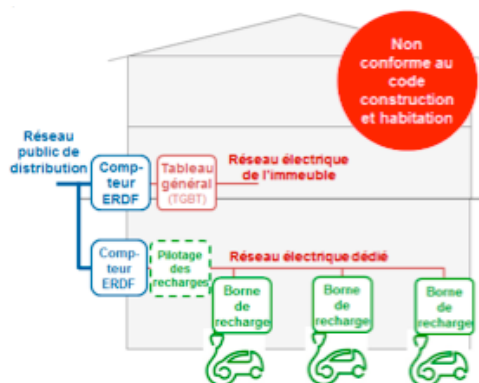


Figure 6: Raccordement de l'infrastructure de recharge au réseau public de distribution et mise en place d'un système de mesure privé opéré par le syndic ou par un opérateur tiers. *Source : CRÉ*

6 Délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension (disponible en ligne)