

Etat de l'art des modèles juridiques et économiques

Comparatif France / Suisse des conditions de partage d'électricité entre producteurs et consommateurs

N° version : V1

Date : mars 2025

Rédacteurs : PLANAIR (Mathieu Dugats, Noémie Poize) - Association des Centrales
Villageoises (Morgane Besson)

Relecteurs : PLANAIR (Laurent De Block), La Goule (Laurent Raeber)



« Ce projet est soutenu par le programme de coopération territoriale européen Interreg VI France-Suisse et a bénéficié d'une subvention européenne de 274 141 € par le biais du Fonds Européen de Développement Régional (FEDER), ainsi que de fonds fédéraux pour un montant de CHF 120'000 et fonds cantonaux pour un montant de CHF 100'000 »

Table des matières

I.	Introduction & contexte	5
II.	Cadre français	6
II.1)	Autoconsommation collective	6
a)	Montages juridiques	6
b)	Modèles économiques	14
II.2)	PPA	20
a)	Montages juridiques	20
b)	Modèles économiques	22
III.	Cadre suisse	24
III.1)	Composantes du prix de l'électricité	24
III.2)	Mécanismes de soutien	25
III.3)	Modèle GRD ou communauté d'autoconsommateurs (CA)	29
a)	Montage juridique	29
b)	Modèle économique	30
III.4)	Regroupement pour la consommation propre (RCP)	31
a)	Montage juridique	31
b)	Modèle économique	31
III.5)	Les dissidents bénéficient d'un approvisionnement en électricité auprès du GRD par le biais de sa propre ligne de raccordement. Regroupement pour la consommation propre virtuel (RCPv)	33
a)	Montage juridique	33
b)	Modèle économique	33
III.6)	Communauté électrique locale (CEL)	35
a)	Montage juridique	35
b)	Modèle économique	35
IV.	Comparatif France / Suisse	37
V.	Conclusion	39
V.1)	Tendances communes	39
V.2)	Divergences	40
VI.	Glossaire	43

VI.1) Glossaire et acronyme CH	43
VI.2) Glossaire et acronyme CH	44

Liste des Figures

Figure 1 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC « mixte » (source AURA-EE)	8
Figure 2 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC patrimoniale (source AURA-EE)	9
Figure 3 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC patrimoniale simple (source AURA-EE)	9
Figure 4 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC patrimoniale avec tiers-investisseur (source AURA-EE)	10
Figure 5 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC avec bailleur social (source AURA-EE)	11
Figure 6 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC « pure », les Centrales Villageoises jouant le rôle de producteur (source AURA-EE)	13
Figure 7 : comparaison des deux options possibles de valorisation de l'électricité en OA S21 pour une opération d'ACC, soit « directe » (en bas), soit « indirecte » (en haut), et valorisation du surplus associée (source AURA-EE)	15
Figure 8 : schéma présentant les recettes et charges du producteur et l'évolution de la facture du consommateur, et mettant en valeur l'équilibre à trouver sur le prix du kWh (source AURA-EE)	17
Figure 9 : évolution des prix de marché de l'électricité dans le temps	18
Figure 10 : exemple de détermination du prix de d'achat total de l'électricité avec une opération d'ACC (source AURA-EE)	19
Figure 11 : illustration du prix de l'électricité de plusieurs GRD réparti par composante (TTC).....	25
Figure 12 : Résumé des mesures d'encouragement pour le développement du solaire photovoltaïque hors solaire alpin (Source : Planair)	26
Figure 13 : Comparaison de la rétribution de l'énergie refoulée avec garantie d'origine pour une installation de 10 kVA en 2025 (source : PVtarif, modifié par Planair).....	28
Figure 14 : Principe de fonctionnement de la CA.....	30
Figure 15 : Illustration du fonctionnement du RCP	32
Figure 16 : Illustration du fonctionnement du RCPv selon les informations connues.....	34
Figure 17 : Illustration du fonctionnement potentiel de la CEL.....	36



Interreg

France - Suisse



Cofinancé par
l'Union Européenne



Kanton Bern
Canton de Berne



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Acronymes

Acronyme	Explication
ACC	Autoconsommation Collective
BT	Basse Tension
CA	Communauté d'Autoconsommateurs
CEC	Communautés énergétiques citoyennes
CEL	Communauté Electrique Locale
CER	Communautés d'énergie renouvelable
ELD	Entreprise Locale de Distribution
EPCI	Etablissement Public de Coopération Intercommunale
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HTA	Haute Tension A
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
LTECV	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
OApEI	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OEné	Ordonnance sur l'énergie
PDL	Point de livraison
PDR	Point de Raccordement
PMO	Personne Morale Organisatrice
PPA	Power Purchase Agreement
RCP	Regroupement dans le cadre de la Consommation Propre
RCPv	Regroupement dans le cadre de la Consommation Propre Virtuel
SEM	Société d'Economie Mixte
TGB	Tableau Général Basse Tension
TURPE	Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité

I. Introduction & contexte

Le projet Boucl'Ener est un projet financé par le programme Interreg France – Suisse qui a vocation à faciliter le déploiement des communautés d'énergie sur l'arc frontalier franco-suisse. Il réunit 4 partenaires : PLANAIR SA (bureau d'études suisse), Forces électriques de la Goule (Gestionnaire de réseau suisse), Innovales (Pôle territorial de Coopération Economique du Genevois français) et Association des Centrales Villageoises (projets citoyens de production d'énergie renouvelable en France). La durée du projet s'étale de septembre 2024 à décembre 2026.

Le projet Boucl'Ener prévoit de comparer les modèles juridiques et économiques français et suisses en matière de partage de l'énergie et de communauté d'énergie. Le présent état de l'art des modèles juridiques et économiques des conditions de partage d'électricité entre producteurs et consommateurs en France et en Suisse fait suite à la description de l'état de l'art réglementaire sur ces mêmes conditions de partage d'énergie dans ces deux pays (Livrable 1.1 du projet Boucl'Ener).

Il est important de noter que si l'autoconsommation collective est bien définie dans le droit français depuis 2017, des évolutions réglementaires ont eu lieu début 2025 et d'autres devraient avoir lieu courant 2025. Ainsi, le document prend en considération les évolutions réglementaires sur le sujet (arrêté du 21/02/25 en France et ordonnances du 19/02/25 en Suisse).

Aussi, les auteurs du présent livrable se sont attachés à décrire le cadre actuel et les évolutions pressenties par les associations faitières.

II. Cadre français

II.1) Autoconsommation collective

a) Montages juridiques

L'autoconsommation collective (ACC) est un modèle de partage de l'énergie dans un périmètre local introduit en droit français en 2017 et aujourd'hui codifié à l'article [L315-2 du Code de l'énergie](#) et suivants.

Pour rappel, l'ACC permet de partager de l'électricité entre producteurs et consommateurs sous réserve du respect de plusieurs conditions :

- Distance maximale de 2 km entre chaque participant (points de livraison des consommateurs et/ou producteurs), pouvant être portée sur dérogation à 10 km en zone péri-urbaine ou à 20 km en zone rurale (arrêté du 19/09/2023),
- Puissance maximale inférieure à 5 MW (cumul de toutes les installations de production), seuil rehaussé de 3 à 5 MW en mars 2025 par le décret 21 février 2025,
- Participants raccordés au réseau BT ou HTA (si l'électricité partagée est renouvelable),
- Participants équipés de compteurs communicants rattachés à un seul et même gestionnaire de réseau de Distribution (GRD),
- Existence d'une Personne Morale Organisatrice (entité juridique – PMO) liant tous les participants. La PMO signe une convention d'ACC avec le gestionnaire de réseau dans laquelle une clé de répartition est définie.

Une opération d'ACC peut être mise en place dès lors qu'il y a au moins un point de livraison (PDL) producteur et un PDL consommateur. Ceux-ci peuvent être hébergés au sein d'un même bâtiment.

A noter que depuis l'arrêté du 21 février 2025 modifiant l'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue, une hausse du seuil maximal de l'opération d'ACC est possible à 10 MW sur dérogation et sous réserve du respect des critères cumulatifs suivants :

- L'un des producteurs ou des consommateurs participants est une commune ou un EPCI à fiscalité propre ;
- L'ensemble des producteurs et des consommateurs participants sont des organismes publics ou privés exerçant une mission de service public ou des sociétés d'économie mixtes locales mentionnées à l'article L. 1522-1 du CGCT et leurs filiales ;
- Les points de soutirage et d'injection sont situés exclusivement dans le ressort géographique de de l'établissement public de coopération intercommunale à

fiscalité propre participant au projet ou auquel adhèrent la ou les communes participant au projet.

(i) Cas général de l'ACC

Tous les participants de l'opération d'ACC (producteurs et consommateurs) sont liés par une Personne Morale Organisatrice (PMO) qui est l'interlocutrice du Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) avec qui elle signe une convention.

Cette **convention d'ACC entre la PMO et le GRD** précise les responsabilités de chacune des parties, et les modalités de communication et délais associés pour les futures modifications telles que l'ajout ou le retrait de participant ou la modification de la clé de répartition. Elle comporte en annexe les éléments suivants :

- La description de la PMO, des installations de production concernées, des types de consommateurs envisagés,
- Les numéros des PRM des consommateurs et des producteurs et leur identité (SIRET ou RNA pour personnes morales),
- Les coefficients de répartition pour les consommateurs (si clé statique),
- La liste des interlocuteurs pour l'exécution de la convention.
- La **PMO n'a a pas de forme juridique imposée**, il peut s'agir d'une structure existante ou créée à cet effet. Il peut par exemple s'agir d'une association, d'une entreprise, d'une collectivité (ex : cas de l'acc patrimoniale) ou d'un bailleur social (ex : cas spécifique de l'acc bailleur social). Elle doit nécessairement rassembler en son sein les consommateurs et les producteurs de l'opération d'acc et ses statuts doivent a minima décrire la gouvernance (règles de communication et de décision entre les différentes parties prenantes à l'opération ACC).

Si la PMO est l'interlocutrice du GRD, c'est en revanche toujours au(x) producteur(s) (et non à la PMO) que revient la tâche de facturer l'électricité aux différents consommateurs. Aussi, un **contrat de vente d'électricité** est signé **entre chaque producteur et chaque consommateur** de l'opération d'ACC. La répartition de la consommation est communiquée par le GRD (ex : Enedis) à la PMO et au(x) producteur(s) chaque fin de mois, sur la base de la clé de répartition fournie.

Le **consommateur aura donc plusieurs contrats d'achat** d'énergie :

- Un contrat par producteur participant à l'opération d'ACC,
- Un contrat d'achat du complément à un fournisseur professionnel.

Chaque producteur aura autant de contrats que de consommateurs.

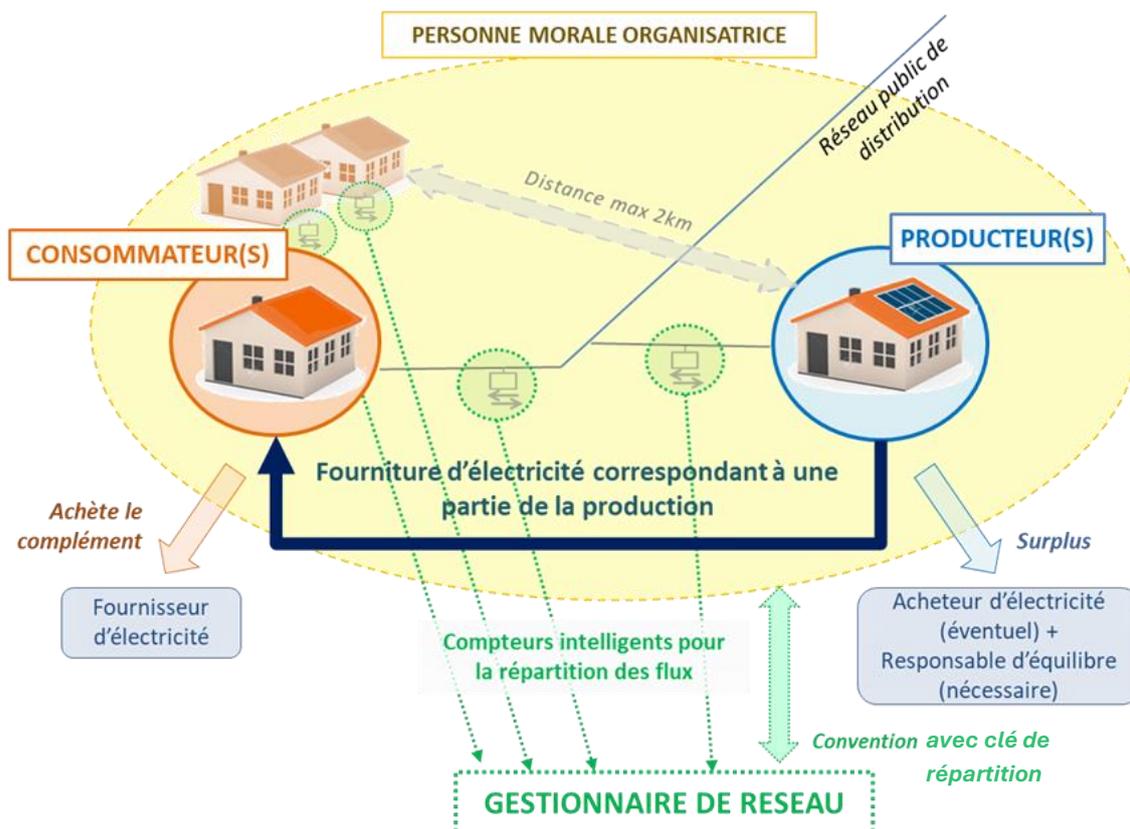


Figure 1 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC « mixte » (source AURA-EE)

Selon le nombre de participants et la fréquence de facturation, **la gestion administrative peut vite s'avérer conséquente** et peut être externalisée. Par exemple, dans certaines opérations ACC, un mandat de facturation et d'encaissement est émis par chaque producteur auprès de la PMO pour permettre d'émettre une facture unique auprès des consommateurs.

(ii) Cas particulier : l'ACC patrimoniale

L'ACC patrimoniale met en jeu un seul acteur producteur et consommateur : cet acteur est donc de fait personne morale organisatrice (PMO) et signe une convention avec le gestionnaire de réseau (GRD). Par exemple une collectivité ou une entreprise met en place une opération d'ACC sur son patrimoine immobilier.

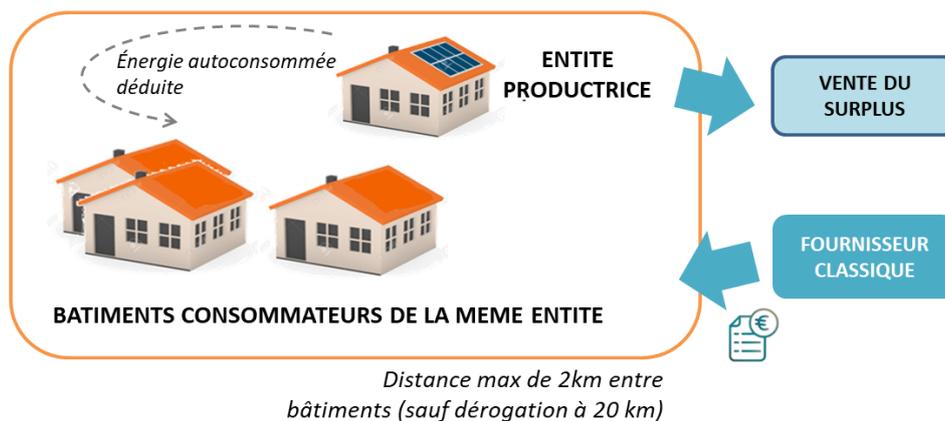


Figure 2 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC patrimoniale (source AURA-EE)

Il n'y a pas de contractualisation pour de la vente d'énergie dans ce cas puisqu'un seul acteur est mis en jeu comme producteur, consommateur et PMO.

Il existe deux principaux modèles contractuels pour porter une opération d'ACC patrimoniale. En effet, l'unique acteur de l'opération patrimoniale peut :

- Investir lui-même dans les installations de production (cas le plus fréquent),



Figure 3 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC patrimoniale simple (source AURA-EE)

- Faire porter l'investissement dans les installations de production à un tiers-investisseur et lui louer les installations en contrepartie d'un loyer (cf paragraphe II.1.a.iv sur le tiers-investissement).

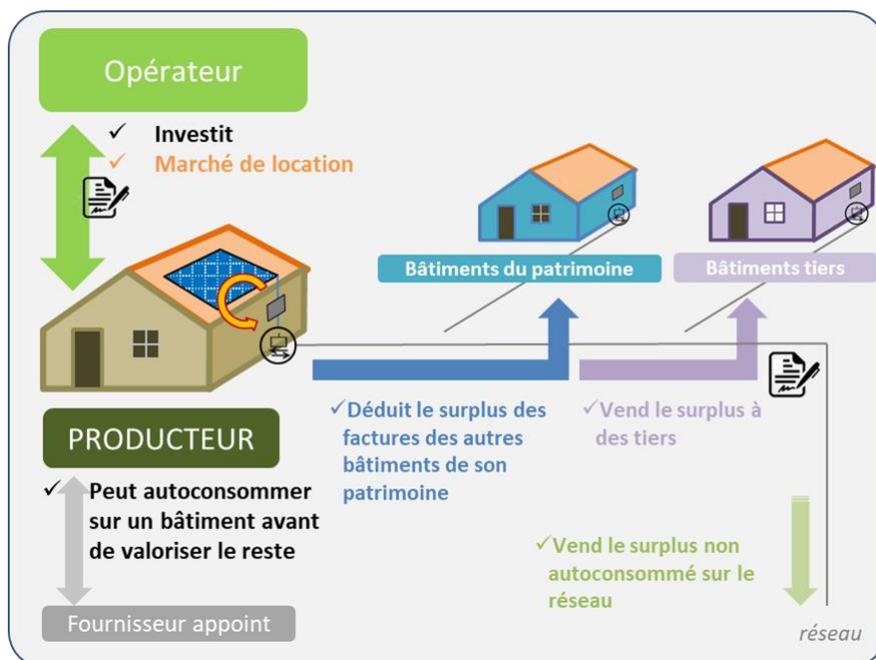


Figure 4 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC patrimoniale avec tiers-investisseur (source AURA-EE)

A noter que le surplus non autoconsommé en ACC patrimoniale peut être valorisé dans une autre opération d'ACC. Il faudra alors qu'une PMI relie l'acteur patrimonial avec les acteurs tiers.

(iii) Autre cas particulier : l'ACC avec bailleur social

Comme indiqué dans l'état de l'art réglementaire et l'[article L. 315-2-1 du Code de l'énergie](#), un bailleur social peut être PMO pour une opération d'autoconsommation collective réalisée avec ses locataires.

Cela signifie que quand « un organisme d'habitations à loyer modéré participe à une opération d'autoconsommation collective, il peut être lui-même la PMO, et n'a pas l'obligation de créer une personne morale distincte »¹. Aussi, le producteur peut être le bailleur social lui-même, ou un acteur tiers.

Le décret n°2021-895 apporte des précisions sur les modalités de mises en œuvre d'une opération d'ACC avec bailleur social :

- Obligations du bailleur :
 - Envers les locataires concernés par le projet :

¹ HAUTON M. et HENRI-LUYTON J. (08/06/2023). Autoconsommation et logement social : des opportunités à saisir ? Seban Avocats. <https://www.seban-associes.avocat.fr/autoconsommation-et-logement-social-des-opportunités-a-saisir/> [Consulté le 13/01/2025]

- Organiser une réunion spécifique au projet d'ACC à destination de tous les locataires pour leur donner « une information sur le projet, ses modalités de fonctionnement et ses conséquences pour les locataires souhaitant y participer »,
- Délivrer un document écrit présentant les informations sur le projet à chaque locataire et afficher ledit document dans l'immeuble.
 - Envers les nouveaux locataires :
 - Remettre un document présentant les informations sur le projet au plus tard lors de la signature du bail,
 - Ajouter une clause dans le bail de location indiquant l'existence d'une opération d'ACC et faire mention de la remise du document d'information.
- Les locataires peuvent refuser de participer à l'opération d'ACC, en sortir ou la réintégrer quand ils le souhaitent.

L'énergie autoconsommée pourra alimenter les parties communes des bâtiments et ainsi réduire les charges des locataires.

Par ailleurs, pour que les locataires puissent autoconsommer de l'électricité dans leurs parties privatives : il faut qu'il y ait un contrat de vente d'électricité entre le(s) producteur(s) et chaque locataire consommateur. Le contrat de vente d'électricité ne peut pas être intégré au bail de location² puisque les locataires doivent être libres d'entrer et sortir de l'opération quand ils le souhaitent.

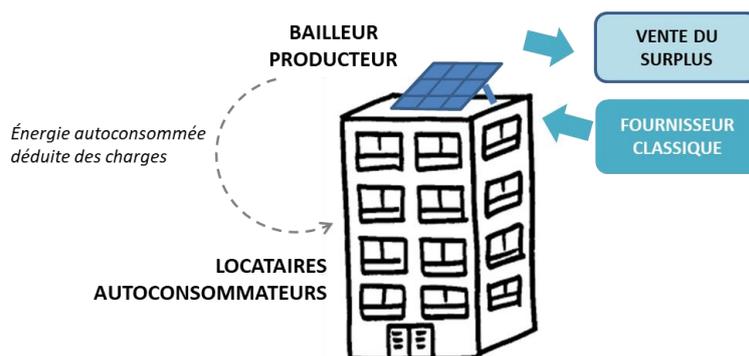


Figure 5 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC avec bailleur social (source AURA-EE)

² HAUTON M. et HENRI-LUYTON J. (08/06/2023). Autoconsommation et logement social : des opportunités à saisir ? Seban Avocats. <https://www.seban-associes.avocat.fr/autoconsommation-et-logement-social-des-opportunités-a-saisir/> [Consulté le 13/01/2025]

(iv) Un montage juridique particulier : le tiers-investissement et les sociétés citoyennes

L'ensemble des acteurs devant être liés au sein d'une PMO, il est envisageable qu'un acteur tiers, par exemple une société citoyenne, joue ce rôle de PMO, sous réserve d'adapter ses statuts dans cet objectif. Dans le cas d'une société citoyenne, cela implique que les consommateurs participant à l'opération soient également actionnaires de la coopérative.

Dans ce schéma, la coopérative citoyenne peut donc jouer à la fois le rôle de producteur et de PMO. La PMO peut cependant aussi être portée par une autre structure, auquel cas la société citoyenne devra en être membre en tant que producteur, ainsi que les consommateurs partenaires de l'opération.

La société citoyenne intervient comme tiers-investisseur puisqu'elle n'est, dans la quasi-totalité des cas, pas propriétaire du foncier accueillant les installations de production d'électricité. Deux montages juridiques et contractuels sont possibles pour cela :

- **Cas 1** : la société citoyenne porte l'opération ACC en tant que producteur. Elle loue un toit sur lequel est installée la centrale PV, et vend l'électricité aux consommateurs.

Dans ce cas la prise à bail de la toiture par la société citoyenne est gérée par :

- Pour un bâtiment privé : un bail civil et un contrat de vente d'électricité,
- Pour un bâtiment public :
 - Une convention d'occupation temporaire (COT) : dans ce cas un marché public de fourniture d'électricité doit également être passé pour que la collectivité puisse bénéficier de l'ACC en tant que consommatrice,
 - Ou une concession de travaux, qui prend le droit d'occupation et la fourniture d'électricité.

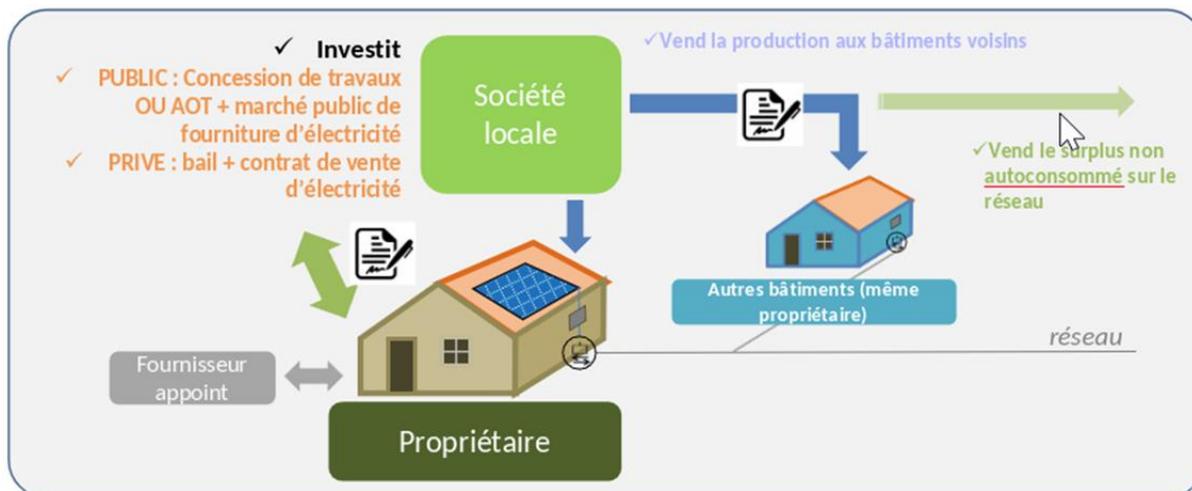


Figure 6 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC « pure », les Centrales Villageoises jouant le rôle de producteur (source AURA-EE)

- Cas 2 :** c'est l'occupant du bâtiment qui est producteur de l'électricité. Il peut dans ce cas autoconsommer individuellement l'électricité, puis vendre le surplus à ses voisins.

Dans ce cas la société citoyenne peut intervenir en tant que tiers investisseur dans un montage semblable à celui de l'autoconsommation individuelle (ACI). Le type de contrat à privilégier est alors :

- Un marché public de location si le producteur est une entité publique,
- Un contrat d'usage (similaire à celui de l'ACI) si le producteur est une entité privée. Dans ce cas, un bail civil est également signé entre la société citoyenne et le propriétaire du bâtiment pour la maîtrise foncière.

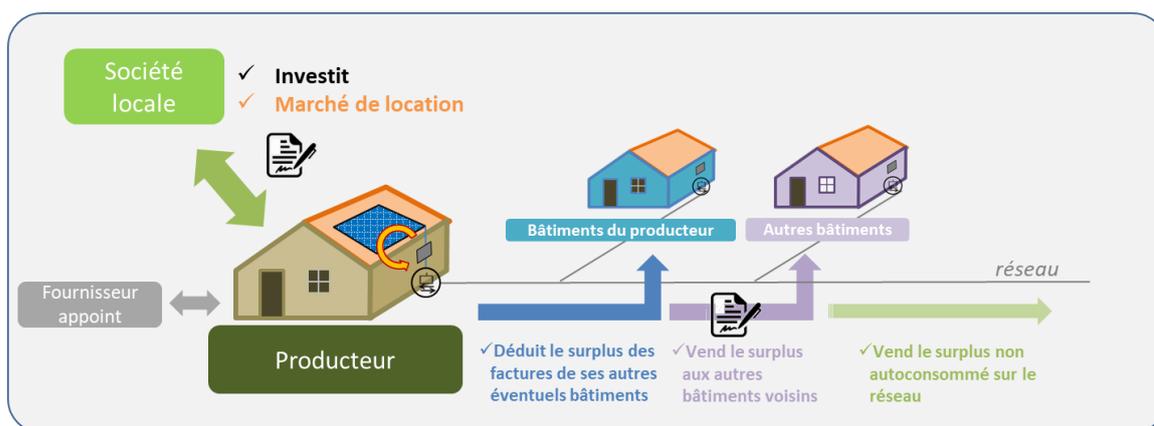


Figure 7 : schéma de fonctionnement d'une opération d'ACC avec ACI préalable, avec un occupant du bâtiment producteur et une société locale tiers-investisseur (source AURA-EE)

b) Modèles économiques

Pour comprendre les modèles économiques des différentes opérations d'ACC, il faut tout d'abord expliciter le fonctionnement de la vente de l'électricité en France tant d'un point de vue consommateurs que producteurs.

(i) La vente d'électricité en France

Côté consommateur, la facture d'électricité est divisée en trois composantes : la fourniture, l'acheminement (TURPE) et les taxes (Accise et TVA). Dans le cadre d'une opération d'ACC, les consommateurs achètent de l'électricité directement à un producteur à un tarif convenu : il est important de noter que ce tarif correspond à la part « fourniture » et qu'ainsi le TURPE et les taxes continuent de s'appliquer en supplément du tarif de fourniture (sauf dans le cas de l'autoconsommation individuelle décrite ci-après).

Côté producteur, il existe deux grands schémas de valorisation possible de l'électricité produite :

- **Le producteur est un autoconsommateur individuel et vend le surplus de sa production à un ensemble de consommateurs.** Dans ce cas, le producteur bénéficie d'une exonération de taxes et de turpe sur la part autoconsommée individuellement. Il vend ensuite le surplus à des consommateurs dans l'opération d'acc. Il peut enfin valoriser le restant du surplus via un des mécanismes décrits ci-dessous.
- **Le producteur vend la totalité de sa production à un ensemble de consommateurs dans l'opération d'acc.** Dans ce cas, il n'y a aucune exonération ni de taxes ni de turpe. Le surplus est valorisé via un des mécanismes ci-dessous.

La valorisation du surplus dans ces deux cas de figure peut prendre différentes formes :

- Valorisation dans le cadre de l'obligation d'achat (OA) pour les installations PV sur toiture bénéficiant d'un contrat S21 ;
- Valorisation dans le cadre du complément de rémunération (CR) pour les installations de production bénéficiant d'un tel contrat (suite à appel d'offre CRE et sous réserve de la compatibilité du CR avec l'ACC) ;
- Valorisation via un contrat de vente du surplus en gré à gré avec un fournisseur pour les installations de production hors contrats d'OA ou de CR ;
- Il est également possible de ne pas valoriser économiquement son surplus. Dans le cas d'une installation de puissance à 3 kWc, il faut alors trouver un responsable d'équilibre.

Cas des projets PV sur toiture bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat S21 :

Les schémas et le tableau ci-dessous détaillent les conditions tarifaires de la vente du surplus issu de l'opération d'ACC dans le cas d'un ACC « directe », c'est-à-dire sans autoconsommation individuelle (ACI), ou d'une ACC « indirecte », c'est-à-dire avec ACI.

Note : un arrêté tarifaire modificatif au S21 a été publié le 26 mars 2025. En raison d'incertitudes encore présentes sur certains points, le présent rapport n'inclut pas cet arrêté tarifaire modificatif.

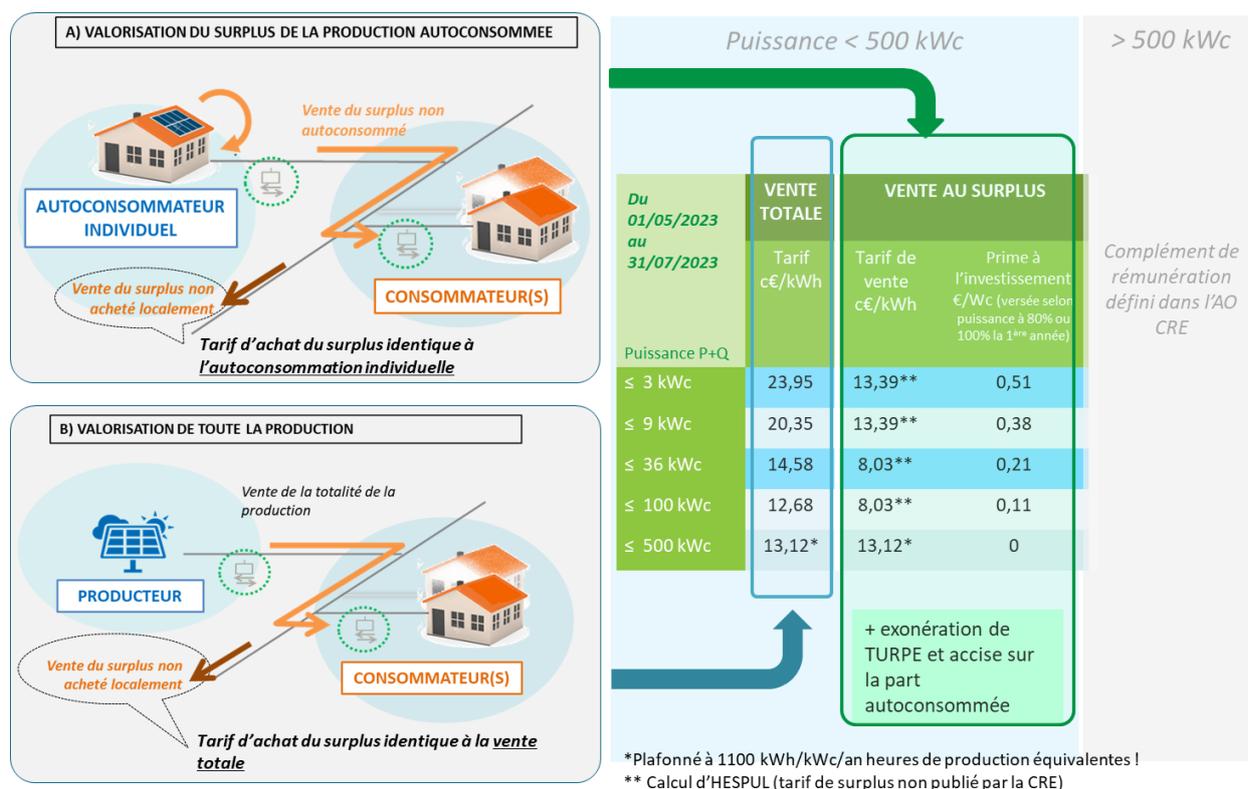


Figure 7 : comparaison des deux options possibles de valorisation de l'électricité en OA S21 pour une opération d'ACC, soit « directe » (en bas), soit « indirecte » (en haut), et valorisation du surplus associée (source AURA-EE)

Il est important de noter que pour être éligible à l'obligation d'achat du surplus non consommé dans la boucle ACC, le producteur ne doit pas bénéficier d'aides à l'investissement.

Le don d'électricité à un consommateur est également possible (facturation à 0 €/kWh) mais seule la fourniture sera offerte car les taxes continueront à s'appliquer.

Pour le producteur, la fixation du prix de vente de l'électricité aux différents consommateurs et son éventuelle indexation annuelle sont libres. L'objectif sera pour lui que ce prix soit au moins égal à celui qu'il aurait obtenu si la production avait été valorisée intégralement via son contrat d'obligation d'achat, de complément de rémunération ou

de gré à gré. Notons par ailleurs que le producteur assume dans le cas d'un projet d'ACC des charges supplémentaires pour la gestion de l'opération qui doivent être intégrées aux simulations économiques.

(ii) Impact d'une opération d'ACC sur les modèles économiques

- Pour le(s) producteur(s) :

Dans une opération d'ACC, le producteur se rémunère sur la vente d'électricité aux consommateurs et sur l'éventuel surplus valorisé. Il faut donc que le prix de vente ACC lui permette d'assurer un retour sur son investissement et qu'il ne génère pas de hausse de facture chez les consommateurs.

Par ailleurs, le producteur ACC doit collecter l'accise et la TVA sur l'énergie autoconsommée puis les reverser à l'Etat ; tandis que le fournisseur d'apport de chaque consommateur doit collecter le TURPE sur l'intégralité de l'énergie consommée, y compris celle provenant de l'opération ACC.

- Pour le(s) consommateur(s) :

Comme mentionné précédemment, un consommateur participant à une opération d'ACC a plusieurs contrats d'achat d'énergie : un avec son fournisseur d'énergie « classique » ainsi qu'un avec chaque producteur participant à l'opération d'ACC.

Le consommateur paie l'ensemble des composantes du prix de l'électricité (fourniture, TURPE, taxes) sur tous les kWh autoconsommés en ACC, indépendamment de leur provenance. Il existe deux exceptions à ce cas général :

- Cas des installations de puissance unitaire inférieure à 1 MW : [l'article 75 de loi de finance 2025](#) prévoit une exonération de l'accise de l'électricité pour les opérations d'ACC mettant en œuvre des installations de puissance unitaire inférieure à 1 MW.
- Cas de l'ACI : l'autoconsommateur individuel est exonéré de TURPE et de taxes.

A noter que le montant de la part fourniture peut être différente entre le fournisseur « classique » et chacun des producteurs ACC.

En termes de facturation, chaque producteur ACC facture la part fourniture et les taxes (accise) sur les kWh qu'il a fourni au consommateur. Le TURPE est quant à lui

intégralement facturé par le fournisseur « classique », y compris pour les kWh qui ont été autoconsommés.

Il est possible de choisir un TURPE spécifique ACC si l'ensemble des participants à la boucle d'ACC est raccordé au même poste HTA/BT (très peu fréquent). Ce TURPE peut s'avérer avantageux dans certains cas de figure (fort taux d'autoproduction, moindre recours à des usages électriques en hiver...).

Le schéma ci-dessous récapitule les différentes recettes et charges pour le producteur et le consommateur :

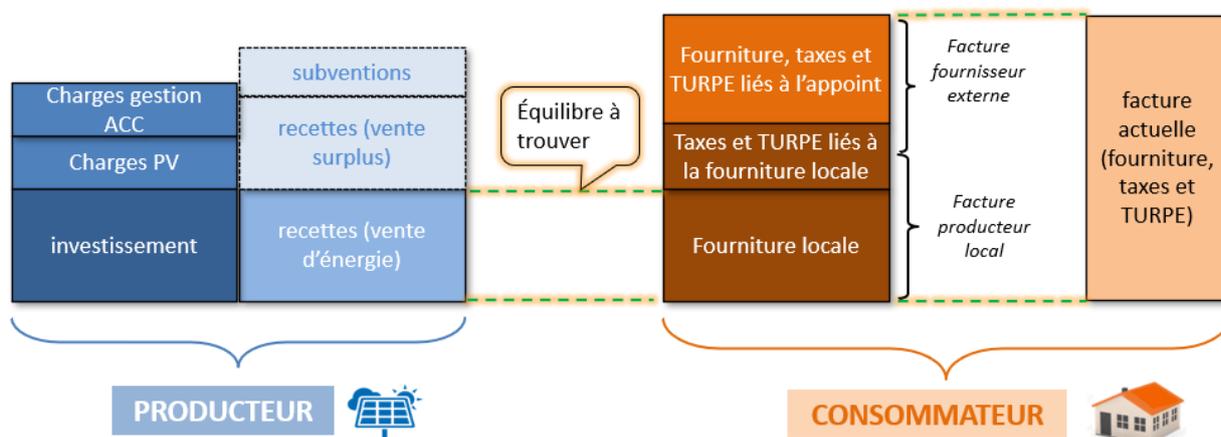
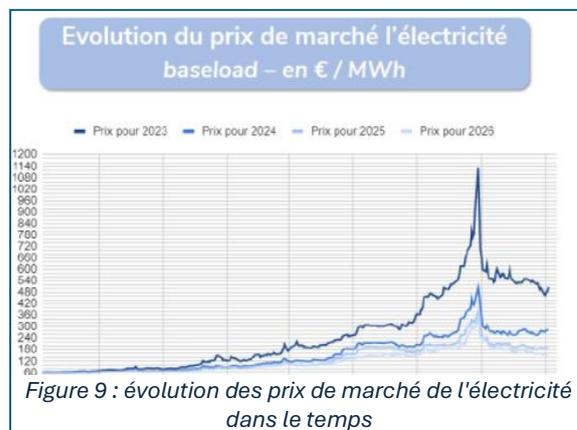


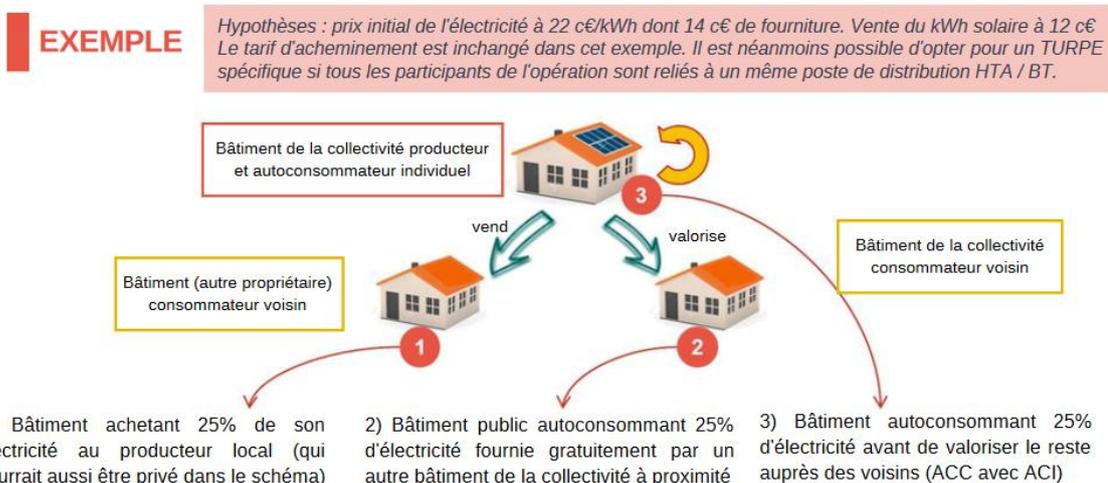
Figure 8 : schéma présentant les recettes et charges du producteur et l'évolution de la facture du consommateur, et mettant en valeur l'équilibre à trouver sur le prix du kWh (source AURA-EE)

Pour fixer le(s) tarif(s) de vente de l'électricité dans l'opération d'ACC, il convient donc de trouver le bon équilibre pour fixer un prix du kWh qui permette aux producteurs de rentabiliser leur projet, tout en n'augmentant pas la facture globale des consommateurs.

Notons que l'équilibre économique doit s'apprécier sur toute la durée de vie du projet et intégrer des hypothèses d'évolution du prix de l'électricité. En effet le producteur pourra proposer au consommateur un prix initial potentiellement plus élevé que le prix de fourniture que paye le consommateur mais avec une indexation maîtrisée sur 20 ans. Selon que le prix du réseau augmentera plus ou moins vite que cette indexation, le consommateur sera gagnant dans la durée. Cette visibilité sur les coûts peut être un argument fort pour les consommateurs sujets aux variations brutales des cours du marché de l'énergie illustrées sur le graphique ci-contre.



Le guide pratique « Points clés pour réussir un projet d'autoconsommation collective photovoltaïque impliquant une collectivité » réalisé par AURA-EE dans le cadre du projet ALPGRIDS présente un exemple afin de bien comprendre les mécanismes de facturation de l'électricité dans le cadre d'une opération d'ACC.



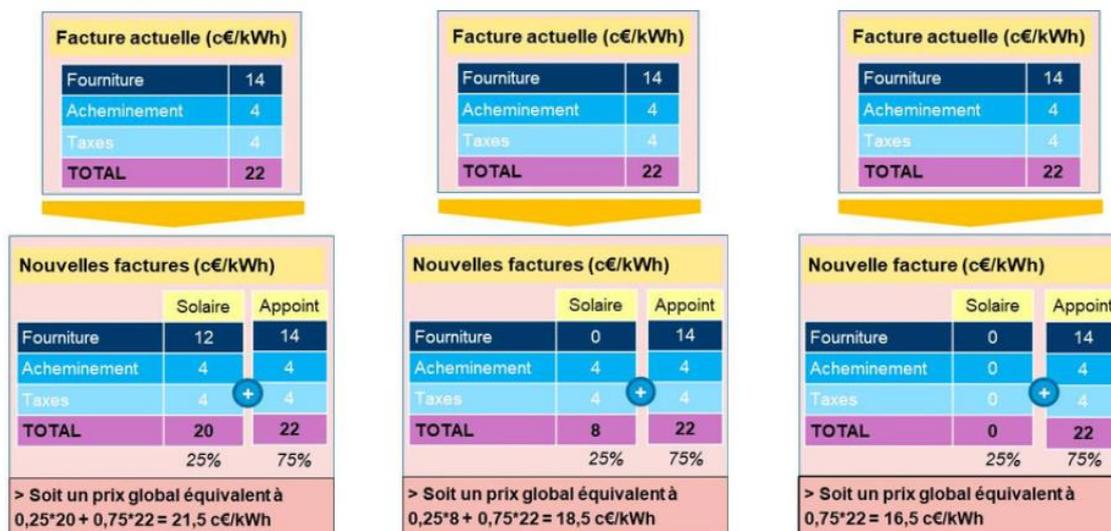


Figure 10 : exemple de détermination du prix de d'achat total de l'électricité avec une opération d'ACC (source AURA-EE)

Après cette explication du cadre général de l'ACC, les particularités de certains modèles d'ACC sont présentées ci-après.

(iii) Spécificités de l'ACC patrimoniale

Comme il n'y a pas de contractualisation de la vente d'énergie : la part d'électricité autoconsommée est simplement déduite de la facture du bâtiment qui autoconsomme. Plus précisément, l'électricité autoconsommée par chaque point de consommation est déduite de la part « fourniture » de la facture : le TURPE, correspondant à l'utilisation du réseau, reste facturé.

Concernant l'accise, les opérations d'ACC patrimoniale inférieures à 1 MW, mettant en jeu une unique personne morale (productrice et consommatrice), pourraient bénéficier d'un tarif particulier de l'accise selon l'article L.312-87 du Code des impositions sur les biens et services. Pour les opérations d'ACC entre 1 et 3 MW, l'accise reste facturée normalement.

A noter que le(s) bâtiment(s) qui accueille(nt) la (les) installation(s) de production PV sont exonérés de taxes et de TURPE puisqu'il y a autoconsommation individuelle.

(iv) Spécificités de l'ACC avec bailleur social

Ce type d'opération d'ACC portée par un bailleur social est tourné vers un objectif social de lutte contre la précarité énergétique par la diminution de la facture d'électricité des locataires.

Pour atteindre ce but, plusieurs modes de valorisation de l'électricité peuvent être mis en œuvre :

- Don d'électricité aux locataires : le bailleur social peut faire le choix de céder gratuitement l'électricité à ses locataires,

- Il semblerait également possible d'intégrer une charge supplémentaire aux quittances de loyer des locataires, afin de couvrir une partie des coûts d'investissement et/ou des frais d'exploitation de l'installation de production. La possibilité ou non de recourir à ce type de mécanisme dépendrait de la nature du producteur (si c'est le bailleur social ou un acteur tiers). Toutefois, un certain flou juridique plane sur cette option³ et elle ne semble pas la plus pertinente dans un but de lutte contre la précarité énergétique.

Il est possible de combiner ces modes de valorisation aux modèles classiques de vente d'électricité aux locataires et de vente du surplus en obligation d'achat S21.

II.2) PPA

a) Montages juridiques

Comme indiqué dans l'état de l'art réglementaire, les consommateurs ont la possibilité de signer des contrats de fourniture d'électricité long terme directement avec des producteurs (« Power Purchase Agreement » direct, PPA direct) ou par l'intermédiaire de fournisseur (utility PPA). Ces contrats sont des contrats de droit privé⁴.

Pour conclure un contrat long terme de vente d'électricité à des consommateurs finaux, les producteurs ont l'obligation d'obtenir une [autorisation administrative](#) (article 86 loi APER).

En complément, le producteur doit faire certifier son installation auprès de RTE afin d'obtenir un certificat de capacité attaché à la puissance.

Les garanties d'origines, définies dans l'[article R311-48](#) du code de l'énergie, attachées à la production peuvent être incluses dans les contrats PPA. Elles peuvent également être valorisées à part par le producteur.

Le contrat PPA en lui-même stipule les termes et conditions, c'est-à-dire le « prix de l'électricité, la durée du contrat, les modalités de livraison, du complément de fourniture, les garanties d'origine ainsi que la gestion risque liés au projet »⁵.

Quelques exemples des principaux paramètres pouvant varier dans le contrat sont présentés ci-après :

- Le prix de l'électricité : il peut être fixe, variable ou comporter une part fixe et une part variable. Cette part variable peut être indexée selon différents critères

³ HAUTON M. et HENRI-LUYTON J. (08/06/2023). Autoconsommation et logement social : des opportunités à saisir ? Seban Avocats. <https://www.seban-associes.avocat.fr/autoconsommation-et-logement-social-des-opportunités-a-saisir/> [Consulté le 13/01/2025]

⁴ Qu'est-ce qu'un corporate PPA (Power Purchase Agreement) ? Elmy. <https://elmy.fr/guide/marche-energie/corporate-ppa-power-purchase-agreement> [Consulté le 13/01/2025]

⁵ GANGI, M. (12/03/2024). Tout comprendre du contrat PPA : Power Purchase Agreement. Enoptea. <https://www.enoptea.fr/articles/tout-comprendre-du-contrat-ppa-power-purchase-agreement/> [Consulté le 13/01/2025]

(inflation, prix du marché « spot » ou à terme...). La structure tarifaire reflète la part de risque portée par le producteur et le consommateur.

- La durée : elle est libre et est généralement courte (1 à 5 ans) pour les installations de production déjà en fonctionnement (« brownfield ») ou longue (15 à 25 ans) pour les nouvelles installations « greenfield »).
 - Une exception est apparue récemment pour la réalisation de PPA de 18 mois en amont de l'entrée en vigueur des contrats de compléments de rémunération de projet lauréats d'appels d'offre de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) : les tarifs d'achats garantis n'ayant pas suivis l'inflation et l'augmentation des coûts des matériaux et de fret maritime, la CRE a permis la mise en place de PPA courts termes pour rééquilibrer les plans économiques des projets. (Source EP)
- La quantité d'énergie fournie et achetée : là encore, plusieurs options sont possibles pour faire varier le risque associé à la fluctuation de l'énergie produite et livrée d'une part, et à la fluctuation de la consommation, d'autre part. Le fournisseur Elmy indique que « certains contrats, comme le take or pay, font peser sur le consommateur tout le risque lié aux variations de production, tandis que d'autres peuvent stipuler une quantité d'électricité fixe à livrer, mettant le risque sur le producteur »⁶.

Les coûts transactionnels de mise en place des contrats longs termes type PPA sont significatifs, si bien qu'en dessous de 1 GWh/an, les PPA ne sont généralement pas viables mais qu'ils commencent à le devenir à partir de 10 – 15 GWh/an (source : Energie Partagée).

La typologie de consommateurs pouvant conclure des contrats longs termes présente aujourd'hui des limites :

- Jusqu'en 2023 : seules les entreprises étaient concernées.
- La loi APER de 2023 ouvre la possibilité de contractualisation de contrats longs termes d'électricité aux acteurs publics concernés (collectivités territoriales et établissements publics). Cependant, le décret d'application relatif à cette loi n'est pas encore paru : à ce jour, les collectivités ne peuvent donc pas encore effectivement recourir aux PPA.

⁶ Qu'est-ce qu'un corporate PPA (Power Purchase Agreement) ? Elmy. <https://elmy.fr/guide/marche-energie/corporate-ppa-power-purchase-agreement> [Consulté le 13/01/2025]

b) Modèles économiques

Il n'y a pas de fiscalité spécifique ou incitative aux PPA : en effet, toutes les taxes (accise, TVA) et l'acheminement (TURPE) sont dus. Une exception est faite pour les PPA « on-site » : il y a exonération de TURPE sur la part autoconsommée qui ne transite pas par le réseau public (PPA « on-site »). En revanche l'accise sur l'électricité est toujours due dès lors qu'il y a vente d'électricité.

Les modèles économiques liés aux PPA sont spécifiques aux clauses définies dans le contrat. Il est important de préciser que les PPA entraînent une certaine prise de risque des producteurs et des consommateurs :

- Risque relatif à la date de mise en service des installations de production : des pénalités de retard de mise en service peuvent être définies par l'acheteur (qui doit trouver un autre approvisionnement dans l'intervalle) ou par le responsable de périmètre d'équilibre et RTE (qui ont avaint pris en compte la production dans leur prévisionnel).
- Risque relatif à un défaut d'équilibrage :
 - Le GRD exige équilibre entre le soutirage du consommateur et l'injection du producteur à tout moment. En cas de défaut d'équilibrage, le responsable d'équilibre peut exiger le règlement des écarts consistant en une pénalité et le prix spot que l'acheteur aurait dû payer durant les périodes de déséquilibres.
 - Le risque lié à ces défauts d'équilibrages peut être porté soit par les producteurs via un engagement sur des volumes mais aussi sur une disponibilité de production, soit par les acheteurs. Dans tous les cas, un responsable d'équilibre doit être mandaté.
- Risque de défaut de paiement de l'acheteur : le fonds « Garantie Energie Renouvelable » (GER, cf ci-après) est une solution portée par l'Etat pour soutenir les corporate PPA.

Spécificités des corporate PPA

Afin de soutenir la mise en place de corporate PPA, l'Etat français a créé un fonds de garantie, appelé « Garantie Energie Renouvelable » (GER). Ce fonds est porté par BpiFrance depuis le 1^{er} septembre 2023 et bénéficie d'une dotation initiale de 68 millions d'euros pour garantir une première tranche de 500 MW de nouvelles capacités de production.

Le principe est de couvrir 80 % de la rémunération prévue dans le corporate PPA au producteur en cas de défaut de paiement de l'acheteur (après 3 mois d'impayés). Le bénéficiaire de la GER est le producteur. La souscription de la GER doit être réalisée au démarrage et l'entrée en vigueur de la GER entraîne résiliation du corporate PPA (GRE de maximum 25 ans).

Les principales conditions d'éligibilité à la GRE sont les suivantes :

- L'acheteur doit remplir certaines conditions (typologie d'industrie et autres conditions (ex : siège social...)).
- Le contrat doit être d'au moins 10 ans et doit porter sur 5 GWh/an au minimum pour un contrat mono-acheteur, 10 GWh/an au minimum pour un contrat multi-acheteurs.
- Les installations de production doivent être nouvelles ou existantes avec une vente sur le marché spot⁷⁸.

⁷ MARTOR B. (10/10/2023). Le fonds de garantie CPPA : catalyseur de l'émergence des PPAs pour les consommateurs industriels ? Bird & Bird. <https://www.twobirds.com/fr/insights/2023/france/le-fonds-de-garantie-cppa-catalyseur-de-l-emergence-des-ppas-pour-les-consommateurs-industriels> [Consulté le 13/01/2025]

⁸ Mise en œuvre d'un fonds garantissant les contrats d'approvisionnement de long terme pour des industriels lorsqu'ils sont adossés à des installations renouvelables. (10/11/2022). Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. <https://presse.economie.gouv.fr/10112022-mise-en-oeuvre-dun-fonds-garantissant-les-contrats-dapprovisionnement-de-long-terme-pour-des-industriels-lorsquils-sont-adosses-a-des-installations-renouvelables/> [Consulté le 13/01/2025]

III. Cadre suisse

III.1) Composantes du prix de l'électricité

La suisse comptabilise environ 600 gestionnaires de réseau de distribution (GRD), qui fixent les tarifs d'électricité chaque année pour l'approvisionnement de base selon les prescriptions légales. Ces tarifs sont soumis à la commission fédérale de l'électricité (ElCom) au plus tard le 31 août de chaque année.

Le prix de l'électricité est constitué de 4 composantes :

- Tarif d'utilisation du réseau

Cette composante correspond au tarif d'utilisation de l'électricité ou appelée timbre. Elle représente le prix pour le transport de l'électricité de la centrale au consommateur.

Cette composante est définie par les coûts du réseau, c'est-à-dire la construction ainsi que l'entretien et l'exploitation. Les coûts de la réserve d'hiver sont également inclus dans le tarif d'utilisation du réseau.

- Tarif de l'énergie

Le tarif de l'énergie représente l'approvisionnement du GRD. Cette composante tient compte de l'électricité issue des moyens de production du GRD et de l'électricité qu'il achète (contrats longs termes, spot).

- Redevances dues aux collectivités publiques

Ces redevances correspondent aux taxes et redevances communales et cantonales (redevances de concessions ou taxes énergétiques locales).

- Supplément fédéral sur le réseau

Ce supplément représente une redevance fédérale et a vocation à encourager les énergies renouvelables, à soutenir la grande hydraulique et à contribuer à l'assainissement écologique des centrales hydrauliques.

Le montant de la redevance est fixé chaque année par le Conseil fédéral. En 2025, il s'élèvera comme l'année précédente au maximum légal de 2,3 ct CHF/kWh.

Pour les clients captifs, c'est-à-dire les clients ne pouvant pas prétendre à une offre sur le marché libre (consommateur < 100 MWh/an), l'ElCom, qui agit en tant qu'autorité régulatrice, vérifie le tarif de l'énergie et le tarif d'utilisation du réseau.

Pour les consommateurs ayant accès au marché libre, l'ElCom contrôle le tarif d'utilisation du réseau. A ce jour, les clients ayant accès au marché libre ne peuvent plus revenir sur le marché régulé (approvisionnement de base).

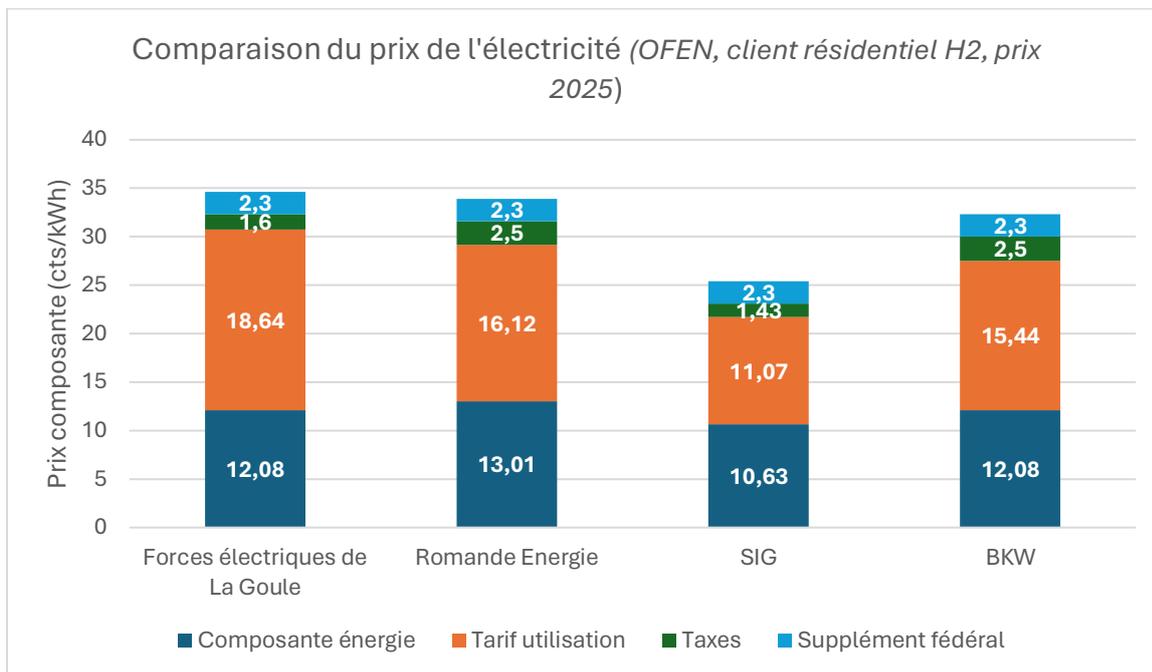


Figure 11 : illustration du prix de l'électricité de plusieurs GRD réparti par composante (TTC)

III.2) Mécanismes de soutien

a) Rétribution unique et prime de marché flottante

La rétribution unique (RU) est une mesure d'encouragement qui consiste à verser une prime à l'investissement en fonction des modalités de mise en œuvre de l'installation solaire photovoltaïque.

La rétribution unique varie en fonction de :

- La puissance de l'installation solaire photovoltaïque : petite rétribution unique (PRU) pour les installations inférieures à 100 kW et grande rétribution unique pour les installations supérieures à 100 kW,
- La mise en œuvre intégrée ou ajoutée à la toiture (surimposition) ou isolée,
- La consommation propre ou non par le site accueillant l'installation solaire PV,
- L'inclinaison de l'installation solaire photovoltaïque pour bénéficier d'un bonus d'angle (> 75°),
- L'altitude et la puissance de mise en œuvre.

Pour les installations de puissance supérieure ou égale à 150 kW et sans consommation propre, les développeurs de projet ont le choix de participer à une vente aux enchères (RUE – rétribution unique élevée) ou de percevoir une prime de marché flottante. Pour la RUE, une offre doit être proposée et exprimée en francs par kW de puissance installée.

Pour la prime de marché flottante, un taux de rémunération exprimé en centimes par kWh d'électricité doit être proposé pour une durée de 20 ans. Ce montant reflète généralement les coûts de revient.

Les mécanismes applicables sont synthétisés ci-après avec des valeurs indicatives pour les années 2024 et 2025. Les bonus sont également mentionnés (angle, altitude, carport).

		RETRIBUTION UNIQUE			BONUS		NOUVEAUTES 2025
		P < 100 kW (PRU)		P > 100 kW (GRU)	Inclinaison > 75°	Altitude	Carport > 100 kW
Avec / Sans consommation propre	Isolée	2025 : 360 CHF / kW	2025 : 300 CHF / kW	2025 : 250 CHF / kW	2025 : 200 CHF / kW	Bonus altitude (>1'500 m et > 150 kW)	Bonus 250 CHF / kW
	Ajoutée					250 CHF / kW	
	Intégrée	400CHF/kW	300CHF/kW	250 CHF / kW	400CHF/kW		
Sans consommation propre	Isolée	2025 : 450 CHF / kW		Droit d'option pour des enchères: 1.RU élevée max 60 % Ou 2.Prime de marché flottante	2025 : 200 CHF / kW	Bonus altitude (>1'500 m et > 150 kW)	Bonus 250 CHF / kW
	Ajoutée					250 CHF / kW	
	Intégrée				400CHF/kW		

Figure 12 : Résumé des mesures d'encouragement pour le développement du solaire photovoltaïque hors solaire alpin (Source : Planair)

b) Rétribution de l'énergie refoulée

Selon la loi sur l'énergie (LEne, article 15), les gestionnaires de réseau ont l'obligation de reprendre l'énergie refoulée au réseau public et de rétribuer cette énergie de manière appropriée dans leur zone de desserte. A ce stade, les tarifs de reprise sont fixés annuellement par les GRD et peuvent varier drastiquement d'un territoire de desserte à

un autre et d'une année à l'autre. Il n'existe pas encore de tarif minimum. Ces tarifs sont variables selon la puissance de l'installation de production d'électricité. Pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, la rétribution se fonde sur les coûts que le gestionnaire de réseau aurait eus pour acquérir une énergie équivalente (alinéa 3, article 15, loi LEne).

Pour bénéficier des tarifs de prise et de rétribution, il faut s'assurer que l'électricité refoulée provient d'installations de puissance électrique maximale de 3 MW ou d'une production annuelle, déduction faite de leur éventuelle consommation propre, n'excédant pas 5000 MWh.

L'ordonnance OEne publiée le 19 février 2025 précise les modalités de calcul de la rétribution de l'énergie injectée sur le réseau. L'ordonnance introduit une rétribution minimale pour les installations d'une puissance inférieure à 150 kW.

Pour les installations PV de puissance inférieure à 30 kW, la rétribution sera de 6 ct par kWh.

Pour les installations de puissance égale ou supérieure à 30 kW, la rétribution sera déterminée selon la pondération suivante : 6 ct par kWh pour la fraction de la puissance inférieure à 30 kW et 0 ct par kWh pour la fraction de la puissance supérieure à 30 kW. A titre d'exemple, une installation de 60 kW pourra percevoir une rétribution de 3 ct par kWh.

Les niveaux de rétribution dépendent de la politique des gestionnaires de réseau qui ont l'obligation de reprendre l'énergie refoulée sur le réseau. L'introduction de cette rétribution minimale hors garantie d'origine a pour objectif de mieux refléter la valeur de l'électricité refoulée sur le réseau par rapport à la valeur de l'électricité échangée sur le marché de détail. A ce jour, certains GRD ont d'ores-et-déjà annoncé des fortes baisses de la rétribution alors que d'autres acteurs maintiennent les niveaux de rétribution actuels pour encourager le développement du solaire photovoltaïque. D'une manière générale, une baisse de la rétribution hors garantie d'origine est attendue.

Pour les installations sans consommation propre et de puissance égale ou supérieure à 30 kW, la rétribution minimale est fixée à 6.2 ct par kWh.

c) Garantie d'origine⁹

Depuis le 1^{er} janvier 2013, la loi **impose l'établissement de garanties d'origine** pour la totalité de la production d'électricité suisse provenant de centrales électriques d'une puissance de raccordement **supérieure à 30 kVA**. En outre, toutes les preuves disponibles doivent être utilisées pour le marquage de l'électricité. Cela signifie que le

⁹ Pronovo. <https://pronovo.ch/fr/> [Consulté le 13/01/2025]

fournisseur de courant doit déclarer une fois par an au consommateur final, lors de l'envoi de la facture, le mix d'électricité fourni et le garantir sur la base de garanties d'origine (marquage de l'électricité). Ainsi, une transparence maximale est assurée tant au niveau de la production que du consommateur final.

Les garanties d'origine ont une valeur qui se cumulent à la rétribution de reprise pour l'énergie refoulée par le réseau. Elles sont généralement rachetées par les GRD.

La figure ci-dessous compare la rétribution minimale de 6cts pour les installations de puissance inférieure à 30 kW qui sera d'application en 2026 avec les rétributions et garanties d'origine d'applications en 2025 pour une sélection de GRD.

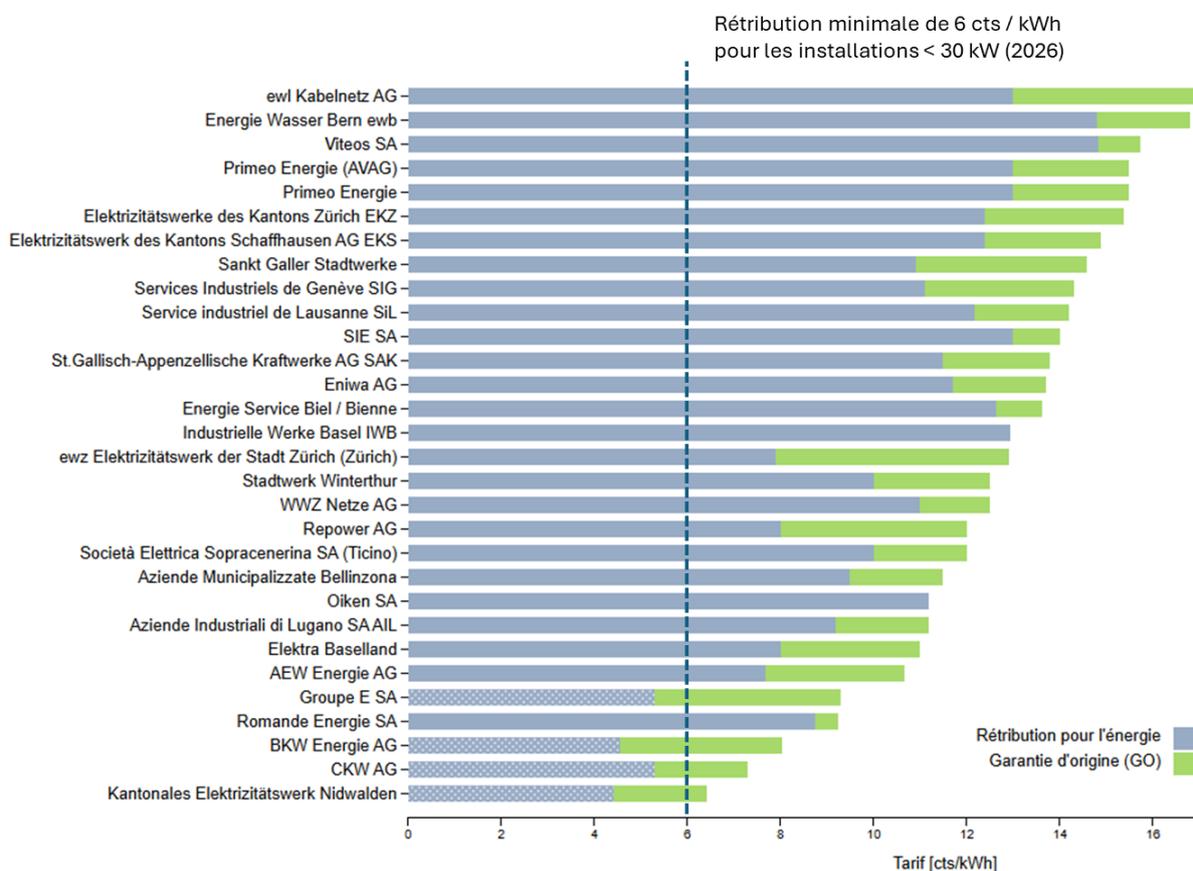


Figure 13 : Comparaison de la rétribution de l'énergie refoulée avec garantie d'origine pour une installation de 10 kVA en 2025 (source : PVtarif, modifié par Planair)

III.3) Modèle GRD ou communauté d'autoconsommateurs (CA)

a) Montage juridique

En raison de la multiplicité des GRD et d'un flou juridique entourant ce modèle, les modalités de sa mise en œuvre se trouvent diversifiées.

Quelques règles sont cependant communes.

Les consommateurs finaux restent les clients du GRD et conservent les compteurs GRD. Le GRD est responsable du comptage de l'énergie. Il est également responsable de la facturation, mais certains GRD acceptent de déléguer cette facturation à un prestataire tiers.

Le GRD reste le responsable de l'approvisionnement électrique de chaque consommateur au sein de la LApEI et doit tenir ses engagements en termes d'approvisionnement de base auprès de chaque consommateur.

Les consommateurs finaux n'ont pas l'obligation de participer à la consommation propre conjointe permise par la communauté d'autoconsommateurs. Les ménages sont libres de quitter la CA à tout moment ou de l'intégrer (déménagement, emménagement). En général, les entrées et les sorties doivent être communiquées au GRD par le représentant de la CA. Toutefois, la plupart des GRD optent pour un **consentement dit "opt-out"**. C'est à dire que les membres (les locataires) sont automatiquement intégrés dans la CA et qu'il est de leur ressort de demander à en être retiré. Cette pratique est acceptée dans le sens où de toute manière consommateur final a le droit de sortir de la CA à tout moment.

La contractualisation est relativement simple avec les membres. Les membres de la CA doivent désigner un représentant auprès du GRD, souvent le propriétaire de l'immeuble ou le propriétaire de l'installation solaire ou l'ensemble des copropriétaires.

Aucune contrainte n'est imposée sur la puissance minimale à installer par rapport à la puissance raccordée.

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité définit le système de mesure intelligent, qui doit être déployé. Le comptage de l'électricité doit se faire tous les quarts d'heure, incluant un enregistrement d'au moins 60 jours (OApEI, article 8a, alinéa 1). Sur la base des spécifications des systèmes de mesure intelligents, nous considérons que le partage de l'électricité autoconsommée est réparti au prorata de la consommation propre de chaque participant au pas de temps de 15 minutes.

b) Modèle économique

En cas d'impayés, les **membres sont solidairement responsables** entre eux vis-à-vis du ou des producteurs.

Le responsable de la CA ou un tiers se charge de la facturation individuelle de la consommation. Certains GRD proposent une prestation supplémentaire pour gérer le décompte et la facturation.

Le loyer ou le fermage ne doit pas contenir des charges permettant de financer l'installation solaire photovoltaïque.

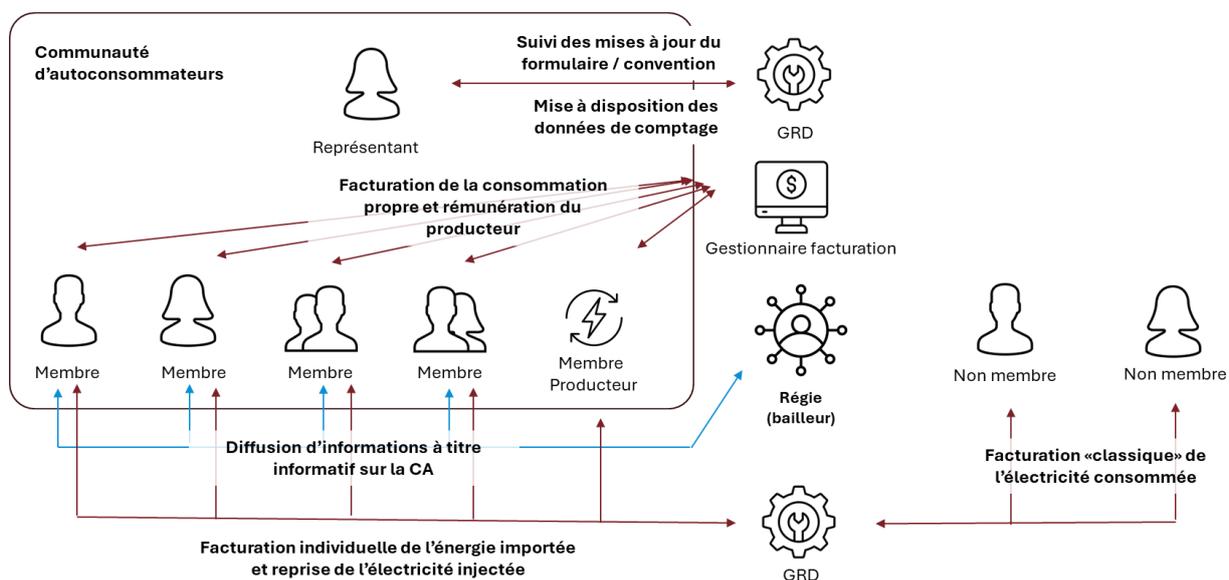


Figure 14 : Principe de fonctionnement de la CA

Chaque membre consommateur paie une facture au GRD pour l'énergie importée et une facture auprès du gestionnaire de la CA, qui peut être une entreprise tierce ou le GRD. L'avantage de confier la prestation de facturation au GRD est d'opter pour une facturation unique. Le GRD facture des frais de décompte (« offre de base ») servant de données de base à la facturation et peut offrir une prestation supplémentaire pour la facturation (« offre premium »).

Le gestionnaire de la CA a également la charge de rémunérer le membre producteur d'électricité qui peut être un contracteur ou le ou les propriétaires du bâtiment. Le montant facturé est celui convenu entre les membres de la CA. En cas d'impayés, les membres sont solidaires entre eux.

Le surplus de production est repris par le GRD dans les conditions définies lors de la mise en service (rétribution de l'énergie refoulée).

III.4) Regroupement pour la consommation propre (RCP)

a) Montage juridique

Le RCP est considéré comme un consommateur unique du point de vue du gestionnaire du réseau de distribution (GRD). Les consommateurs finaux et les producteurs sont regroupés au sein d'un réseau « privé », ou microgrid, et sont responsables des infrastructures en aval de l'introduction (compteurs, ...). Le GRD n'est tenu de remplir ses obligations en matière d'approvisionnement en électricité que vis-à-vis du RCP.

Le RCP ne peut pas se créer en passant par le réseau du GRD, ce qui implique de clarifier le point d'introduction électrique ou de raccordement du réseau privé créé.

L'organisation interne est du ressort du RCP concernant la production, la distribution, le comptage de l'électricité, le décompte et la facturation. Le compteur principal est de la responsabilité du GRD. Les compteurs individuels pour la répartition de charges sont de la responsabilité de ou des propriétaires.

Le regroupement pour la consommation propre doit être déclaré auprès du gestionnaire du réseau de distribution pour l'information de sa création et de sa modification. Les informations à fournir par le regroupement comprennent l'identification du représentant du regroupement (un prioritaire généralement), la désignation de l'ensemble des propriétaires fonciers qui adhèrent au regroupement, le choix de l'offre de fourniture d'électricité commune, etc. Ce formulaire engage les parties prenantes dans la renonciation à un raccordement individuel. Le regroupement devient ainsi le seul client ou consommateur final d'électricité du point de vue du gestionnaire du réseau de distribution. Dans l'existant, un avenant au contrat de bail doit être transmis.

Pour le neuf, le bail de location intègre d'ores-et-déjà le sujet du RCP.

b) Modèle économique

Le ou les propriétaires sont responsables de la facturation, qu'ils peuvent sous-traiter à un prestataire de services.

Une consommation électrique d'un RCP supérieure à 100 MWh par an donne accès au marché libre de l'électricité.

Dans le cadre de la réglementation actuelle, les coûts internes liés au fonctionnement du RCP (électricité de la consommation propre, coûts de la mesure interne, de la mise à disposition des données, de l'administration et de la facturation) sont plafonnés à 80 % du montant qui serait dû pour l'achat d'électricité sous la forme d'un approvisionnement de base (produit standard – article 16, OEné). La future loi sur l'énergie autorisera à

facturer les coûts liés à la constitution du RCP (modification de l'introduction, création d'un réseau interne de distribution de l'énergie). L'assiette de calcul change, mais le montant reste plafonné à 80 % d'un produit standard d'électricité.

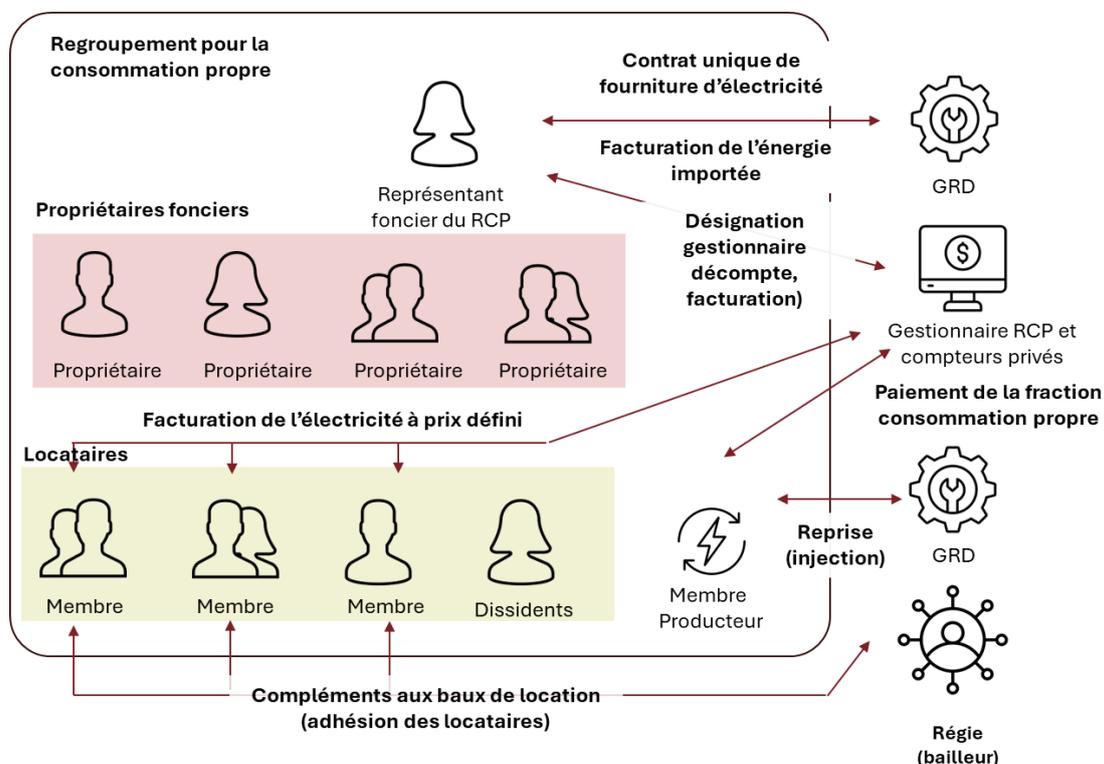


Figure 15 : Illustration du fonctionnement du RCP

Pour l'énergie importée, le GRD facture le responsable du RCP qui répartit ensuite le montant de la facture, bien souvent au prorata des consommations de chacun des membres, par le biais d'un prestataire externe ou d'une prestation complémentaire commercialisée par le GRD.

Pour l'énergie consommée au sein du RCP, le gestionnaire du RCP se charge de répartir la consommation propre au prorata des consommations de chacun des membres au moyen des compteurs privés (sous-comptage). Le prix est fixé au sein de la convention rassemblant les membres. Le GRD peut également proposer une prestation de services pour assurer le décompte et la facturation au sein du RCP.

Le surplus de production refoulé sur le réseau public est repris par le GRD dans les conditions en vigueur au moment du refoulement (rétribution de reprise).

III.5) Les dissidents bénéficient d'un approvisionnement en électricité auprès du GRD par le biais de sa propre ligne de raccordement. Regroupement pour la consommation propre virtuel (RCPv)

a) Montage juridique

Un regroupement pour la consommation propre peut désormais être constitué de **plusieurs points de mesure physique**, et non en aval d'un point physique de raccordement au réseau public (art. 17, al. 1, LEnE).

Dans l'existant, un avenant au contrat de bail doit être transmis.

Pour le neuf, le bail de location intègre d'ores-et-déjà le sujet du RCP.

Les membres doivent être munis d'un système de mesure intelligent.

L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité définit le système de mesure intelligent, qui doit être déployé. Le comptage de l'électricité doit se faire tous les quarts d'heure, incluant un enregistrement d'au moins 60 jours (OApEI, article 8a, alinéa 1). Sur la base des spécifications des systèmes de mesure intelligents, nous considérons que le partage de l'électricité autoconsommée est réparti au prorata de la consommation propre de chaque participant au pas de temps de 15 minutes.

b) Modèle économique

Les règles en matière de facturation restent identiques à celles appliquées dans le cadre d'un RCP.

Par le biais de ce modèle, les frais de modification des installations électriques ne seront plus nécessaires pour obtenir une introduction unique d'électricité pour le regroupement. Ceci lève un frein important sur le déploiement de ce modèle.

Aussi, le déploiement de compteurs privés n'est plus nécessaire. L'utilisation des compteurs GRD est à privilégier ce qui permet d'éviter des frais, mais également des frais d'exploitation des données et des erreurs relatives à l'utilisation des données. Dans ce cas, le GRD facture une prestation de décompte d'énergie.

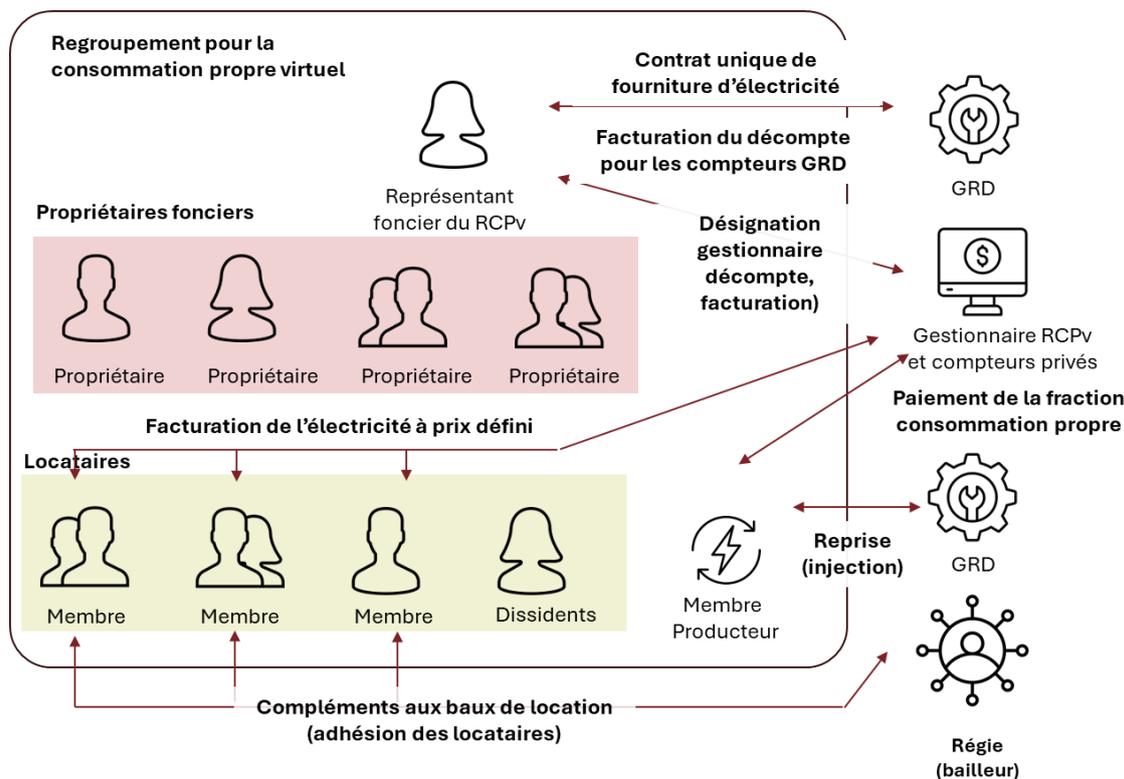


Figure 16 : Illustration du fonctionnement du RCPv selon les informations connues

Pour l'énergie importée, le GRD facture le responsable du RCPv qui répartit ensuite le montant de la facture, bien souvent au prorata des consommations de chacun des membres, par le biais d'un prestataire externe ou d'une prestation complémentaire commercialisée par le GRD.

Pour l'énergie consommée au sein du RCPv, le gestionnaire du RCPv se charge de répartir la consommation propre au prorata des consommations de chacun des membres au moyen des compteurs privés (sous-comptage) et des compteurs GRD. Le prix est fixé au sein de la convention rassemblant les membres. Le GRD peut également proposer une prestation de services pour assurer la facturation au sein du RCPv. Il facture les frais de décompte pour les compteurs GRD se trouvant au sein du RCPv.

Le surplus de production refoulé sur le réseau public est repris par le GRD dans les conditions en vigueur au moment du refoulement (rétribution de reprise).

III.6) Communauté électrique locale (CEL)

a) Montage juridique

Les consommateurs finaux, les producteurs d'électricité issue des énergies renouvelables et les gestionnaires d'installations de stockage ont la possibilité de se regrouper dans le cadre d'une CEL et de commercialiser au sein du périmètre constitué l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite (article 17d, al. 1, LaPEI).

Les participants doivent être raccordés au réseau électrique situé dans la même zone de desserte (même GRD), au même niveau de réseau et être localisés sur la même commune (article 17d, al. 2, LaPEI). Les niveaux de réseaux doivent être exploités par le même GRD.

Les participants doivent être munis d'un système de mesure intelligent, smart meters (article 17d, al. 2, LaPEI). L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité définit le système de mesure intelligent, qui doit être déployé. Le comptage de l'électricité doit se faire tous les quarts d'heure, incluant un enregistrement d'au moins 60 jours (OApEI, article 8a, alinéa 1). Sur la base des spécifications des systèmes de mesure intelligents, nous considérons que le partage de l'électricité autoconsommée est réparti au prorata de la consommation propre de chaque participant au pas de temps de 15 minutes. A ce stade, il devrait être possible de définir des coefficients pour définir des priorités de consommation interne à la CEL.

Le GRD doit transmettre aux propriétaires fonciers les informations nécessaires à la constitution de la CEL, à savoir les informations sur la topologie du réseau.

La CEL doit définir son représentant auprès du GRD, les taux de rétribution de l'électricité produite et consommée en interne, des frais de traitement interne (décompte, administration), des conditions d'entrée et de sortie.

b) Modèle économique

Chaque consommateur final, membre de la CEL, reste client auprès du GRD. Le membre de la CEL peut être un RCP, RCPv ou un consommateur individuel. L'électricité importée est facturée classiquement dans un contrat de fourniture d'électricité.

Les membres peuvent prétendre à une réduction du timbre, redevance pour l'utilisation du réseau de distribution d'électricité. Cette réduction ne s'applique que sur l'énergie soutirée autoproduite (consommation interne à la CEL), et non sur l'électricité soutirée du réseau. La **réduction est de 40 % de la composante travail** pour les consommateurs finaux de la CEL (art.18, al.3, OApEI). Dans la mesure où la CEL sollicite **deux niveaux de tension** (saut de tension BT et MT), **cette réduction serait de 20 % de la composante travail** pour l'ensemble des consommateurs participants à la CEL. Cette réduction de

n'applique pas aux coûts de services-système et autres taxes (fédérale, cantonale ou communale). Le GRD facture directement à chaque client le timbre avec rabais en l'intégrant à sa facture.

Le GRD communique auprès du représentant de la CEL le décompte par membre de l'électricité consommée à l'interne de la CEL afin de pouvoir procéder à la facturation. La facturation de l'électricité consommée à l'interne peut être effectuée par un prestataire externe ou par le GRD selon sa volonté de commercialiser une offre de prestation. Le gestionnaire rémunère chaque producteur pour l'électricité consommée à l'interne.

Le GRD rétribue l'électricité refoulée sur le réseau et non consommée au sein de la CEL. Le surplus est donc valorisé classiquement auprès du GRD.

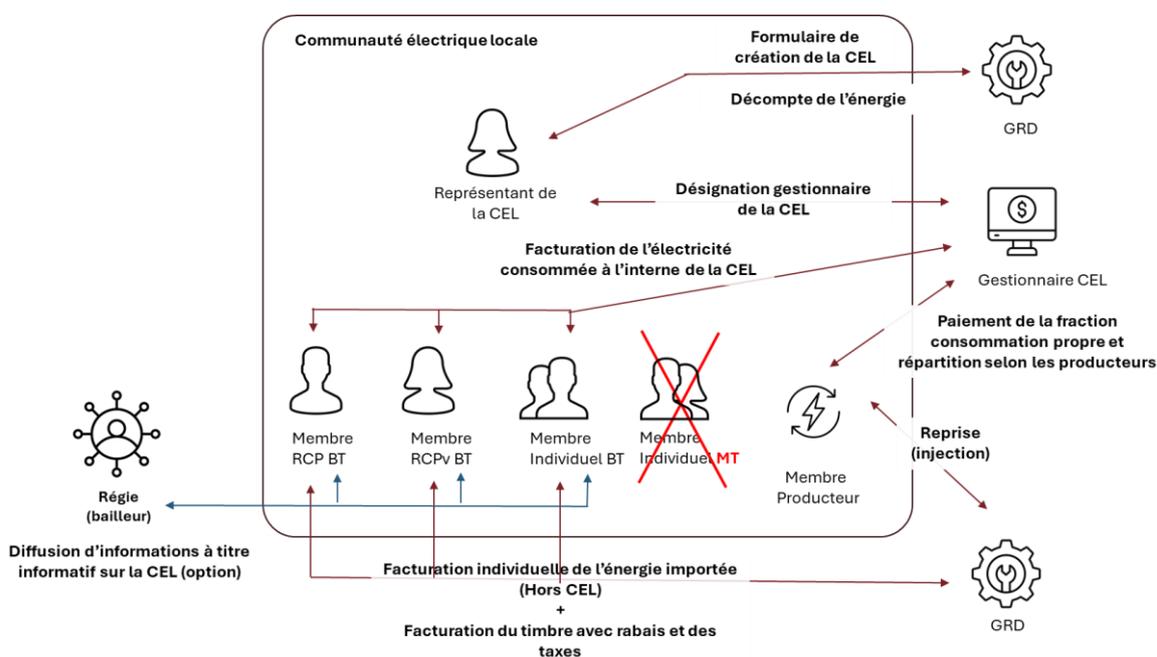


Figure 17 : Illustration du fonctionnement potentiel de la CEL

IV. Comparatif France / Suisse

Les boucles locales d'énergie peuvent se matérialiser par 4 montages différents en Suisse (CA, RCP, RCPv et CEL) tandis que côté français, l'autoconsommation collective (ACC) représente l'unique montage possible.

Le cadre de l'ACC en France est relativement strict avec l'obligation de disposer d'une personne morale organisatrice (PMO) dont le rôle est clairement défini. Côté Suisse, les modalités de mise en œuvre de la structure porteuse et du représentant du groupe (CA, RCP ou CEL) sont plus souples et moins formalisées.

Concernant les modèles économiques, pour les producteurs, le mécanisme d'obligation d'achat français ("S21" actuellement) garantit un tarif de rachat fixe pendant 20 ans et est compatible avec l'autoconsommation collective. Côté Suisse, une prime à l'investissement actualisée tous les ans est en place et un tarif de rétribution existe mais il est variable annuellement jusqu'en 2025, puis de manière trimestrielle à partir du 1^{er} janvier 2026 : ce tarif très volatile n'offre pas la même visibilité aux producteurs sur la viabilité de leur investissement. Dans ce cadre, les boucles locales d'énergie pourraient représenter un intérêt pour les producteurs suisses de sécuriser leurs revenus.

Côté consommateurs, la Suisse a mis en place des mécanismes de soutien spécifiques aux différentes configurations avec des réductions du timbre (tarif d'utilisation du réseau) et des taxes notamment. Côté français, une évolution récente de la loi a introduit une fiscalité spécifique à l'autoconsommation collective pour les installations de moins de 1 MW qui sont exonérées de taxes (accise de l'électricité). L'introduction dans le droit français du cadre des communautés d'énergie renouvelables (CER) engendra peut-être la création d'une fiscalité spécifique à l'ACC dans les années à venir.

Enfin, les relations contractuelles entre les producteurs et les consommateurs des boucles locales d'énergie restent un point crucial pour leur développement. En effet, la gestion de la facturation de l'électricité consommée localement est une opération chronophage qui peut, en France comme en Suisse, être externalisée à des prestataires de service (spécialisés en France, qui peuvent être les GRD en Suisse).

Tableau 1 : comparaison des modèles français et suisses

	CA (CH)	RCP (CH)	RCPv (CH)	CEL (CH)	ACC (FR)
Entité juridique	Pas d'entité juridique dédiée, convention entre participants	Pas d'entité juridique dédiée, convention entre participants	Pas d'entité juridique dédiée, convention entre participants	Pas d'entité juridique dédiée, convention entre participants	PMO : personne morale reliant tous les participants
Représentant de l'entité	Personne physique ou morale (généralement le propriétaire) désignée par les membres (souvent le propriétaire du bâtiment)	Personne physique ou morale désignée par le RCP	Personne physique ou morale désignée par le RCPv	Personne physique ou morale désignée par la CEL	PMO
Liens avec le GRD	Formulaires à envoyer au GRD (annonce, création) Conditions particulières définies par GRD	Formulaire à envoyer au GRD Convention entre les membres Contrat avec le GRD Conditions particulières définies par GRD		Formulaire à envoyer au GRD Convention entre les membres Conditions particulières définies par GRD	Convention entre le GRD et la PMO
Modèle économique	Prime à l'investissement pour la réalisation des installations solaires PV Rétribution de reprise (variable selon le GRD, revue trimestriellement à partir du 1 ^{er} janvier 2026 avec la mise en œuvre de prix plancher)				Tarif de rachat du surplus (S21, si éligible) non compatible avec prime à l'investissement
Fiscalité pour les consommateurs	Exemption de taxes et de timbre	Exemption de taxes et de timbre	Exemption de taxes et de timbre	Réduction partielle du timbre	Taxes exonérées pour les installations de moins de 1 MW TURPE dus
Facturation	Par le représentant de la CA ou par un tiers mandaté (peut être le GRD)	Par le représentant du RCP ou par un tiers mandaté (peut être le GRD)	Par le représentant du RCPv ou par un tiers mandaté (peut être le GRD)	Par le représentant de la CEL ou par un tiers mandaté	Par les producteurs ou par un tiers mandaté (qui n'est ni GRD ni fournisseur)

	CA (CH)	RCP (CH)	RCPv (CH)	CEL (CH)	ACC (FR)
Contrat de vente d'électricité	Inclus dans la convention liant les membres de la CA	Inclus dans la convention liant les membres du RCP Intégration au bail Avenant au bail	Inclus dans la convention liant les membres du RCPv Intégration au bail Avenant au bail	Inclus dans la convention liant les membres de la CEL	1 contrat de vente entre chaque producteur et chaque consommateur

V. Conclusion

Entre les contextes français et suisses, des tendances communes et des divergences d'orientation sur le développement des boucles locales d'énergie se dessinent.

Nous proposons de réaliser un récapitulatif commun aux deux livrables sur les états de l'art réglementaire, sur les modèles économiques et juridiques.

V.1) Tendances communes

1. Une baisse des rétributions de reprise pouvant créer un contexte favorable à une valorisation locale

Avec la baisse des rétributions de reprise en Suisse et la baisse des tarifs de rachat (S21) en France, on constate une baisse générale des tarifs de reprise du surplus. Les tarifs tendent à représenter davantage les prix de marché et la fin des mécanismes d'encouragement par les Etats. Si ce phénomène crée de l'incertitude sur les modèles économiques, il pourrait permettre de renforcer l'intérêt de valoriser localement les productions d'énergie.

2. Des tarifs d'utilisation du réseau peu, ou pas diminués

S'il existe un rabais sur le tarif d'utilisation du réseau en Suisse (de 20 à 40 % selon les niveaux de tension du réseau sollicités par les membres d'une CEL) le modèle français actuel ne prévoit pas d'exonération partielle du TURPE en France. Dans les années à venir, la tendance d'évolution du tarif d'utilisation du réseau semble à priori à la hausse pour les deux pays. Un rabais spécifique aux boucles locales d'énergie permettrait d'inciter tant les producteurs que les consommateurs à rejoindre les opérations locales.

3. Un développement à grande échelle des boucles locales d'énergie encore limité

Les complexités tant techniques que de mise en œuvre, couplées à des modèles économiques précaires et des évolutions réglementaires régulières, font du développement des boucles locales d'énergie un véritable challenge pour tous les acteurs concernés en Suisse comme en France. Le livrable 1.3 du projet Boucl'Ener intitulé "Bonnes pratiques et freins pour le développement des boucles locales d'énergie" tente de dresser un état des lieux entre la France et la Suisse.

V.2) Divergences

1. Des niveaux de consommation locale différents

Les boucles locales d'énergie peuvent se matérialiser par 4 montages différents en Suisse (CA, RCP, RCPv et CEL) tandis que côté français, l'autoconsommation collective (ACC) représente l'unique montage possible. Côté Suisse, 3 montages de consommation propre à la maille d'un bâtiment ou d'un quartier (RCP, CA, RCPv) semblent montrer un intérêt avéré et un potentiel de développement intéressant. A l'échelle d'un territoire plus étendu, le concept des CEL est circonscrit à la maille d'une commune et d'un unique GRD tandis que le périmètre d'une opération d'ACC en France varie entre 2 et 20 km avec un unique GRD. L'intérêt du concept des CEL mérite d'être démontré.

Au stade de la rédaction de cet état des lieux, un questionnement est apparu en Suisse concernant la complémentarité des ressources et la diversité des consommateurs à l'échelle des communes. Limiter les CEL au périmètre de la commune peut être limitant et fragmenter le territoire. A titre d'exemple, une commune ayant un potentiel de développement de l'hydroélectricité pourrait être amené à ne pas investir dans le développement du solaire PV, mais à utiliser le potentiel PV de la commune limitrophe dans le but d'utilisation rationnelle et de partage des ressources. La réglementation étant très récente, des évolutions pourraient intervenir comme cela a été le cas avec le modèle de l'autoconsommation collective en France, dont le périmètre s'est étendu au fil des évolutions réglementaires et différencié selon le contexte « urbain », « péri-urbain » et « rural ».

2. Une typologie de porteurs de projets pour partie similaire

Les montages de projet de consommation collective en Suisse induisent, en général, un portage des projets par les propriétaires de bâtiments. Ces derniers peuvent être des communes mais également de grands propriétaires. Ce type d'acteurs offre des perspectives pour développer des CEL à l'échelle de leur patrimoine. Des associations

peuvent également jouer le rôle de catalyseur pour accompagner l'émergence de projets (l'Association Suisse pour l'Energie Citoyenne (ASEC) par exemple).

En France, il existe une plus grande pluralité des porteurs de projets dans la mesure où les boucles d'énergie peuvent se développer à l'échelle d'un territoire et non à l'échelle d'un bâtiment. En conséquence, si les communes mettent de plus en plus en place des opérations d'ACC patrimoniale, les bailleurs sociaux et des opérateurs privés, comme les sociétés citoyennes, sont également moteurs de nombreux projets.

3. Des enjeux liés aux prérequis techniques différents

Le développement massif des boucles locales d'énergie est conditionné aux facilités techniques de mise en œuvre des projets.

Dans ce cadre, la couverture de 95 % de territoire français pour le GRD Enedis offre des facilités non négligeables pour le développement de l'ACC : en effet, des procédures unifiées sont développées et Enedis a fait un effort considérable de déploiement des compteurs communicants Linky sur tout le territoire. A noter que pour les territoires concernés par un autre GRD qu'Enedis, le déploiement de l'ACC représente un tout autre challenge avec des difficultés similaires à la Suisse.

Côté Suisse, la multiplicité des GRD rend compliqué la mise en œuvre (déploiement des compteurs communicants en cours mais pas réalisée partout, hétérogénéité des moyens de traitement des données – système d'information, etc.).

4. Hétérogénéité des moyens de production mis en partage

Le déploiement à grande échelle des boucles locales d'énergie est fortement conditionné par les limites de puissance réglementaires : en Suisse, la puissance minimale d'une CEL est de 5 % de la puissance de raccordement des membres, sans limite de puissance.

En France, il n'existe pas de seuil minimal réglementaire, en revanche, il existe un seuil maximal de 5 MW. Ce seuil maximal a été très récemment rehaussé de 3 à 5 MW (avec possibilité de dérogation à 10 MW dans certains cas très précis) et ouvre des perspectives nouvelles au développement d'opération d'ACC de plus grande échelle.

5. Des schémas contractuels plus ou moins encadrés

Si la France semble plus avancée dans le développement des boucles locales d'énergie, du fait d'une réglementation plus ancienne, la Suisse se distingue sur le point des montages contractuels : en effet, la réglementation suisse n'impose pas de cadre contractuel stricte pour la mise en place de boucle locales d'énergie. En France, la réglementation impose la création d'une structure dédiée, la PMO, et la signature d'une convention officielle entre le GRD et la PMO. Si ce cadre réglementaire est bien défini, il présente des lourdeurs de mise en œuvre. Par ailleurs, des évolutions réglementaires

interviendront potentiellement avec l'introduction du cadre européen des communautés d'énergie (CER).

6. Un concept des Communautés Electriques Locales (CEL) en Suisse très récent

En Suisse, le concept des Communautés Electriques Locales (CEL) a été introduit par la loi sur l'énergie adoptée en 2024 et dont les ordonnances d'application ont été publiées le 19 février 2025. Cela traduit le souhait d'impliquer davantage les citoyens au cœur du projet de transition énergétique et de développer la production locale d'électricité au plus proche des lieux de consommation. Des initiatives, portées par des associations telles que l'Association suisse pour l'énergie citoyenne (ASEC) ont permis de faire émerger des projets pionniers d'énergie citoyenne en jouant sur les mécanismes existants. L'arrivée des CEL apporte un cadre plus favorable pour développer ce type de projet, dont la mise en œuvre devra être éprouvée. Le modèle des CEL présente de fortes similitudes avec l'autoconsommation collective développée en France voisine. La collaboration transfrontalière ainsi que les sites pilotes ont ainsi pour vocation à valoriser les retours d'expérience et à identifier les configurations les plus propices et les potentiels freins.

En raison de la baisse des rétributions de reprise, les CEL peuvent représenter un axe de valorisation de l'énergie refoulée sur le réseau public. De ce fait, nous pouvons d'ores-et-déjà imaginer la création de CEL sur le patrimoine administratif des communes, de CEL sur les zones d'activités raccordées à un même niveau de tension.

En France, le cadre de l'autoconsommation collective est mieux défini même si des évolutions réglementaires interviendront potentiellement avec l'introduction du cadre européen des communautés d'énergie (CER).

Il apparaît toutefois que l'intérêt économique pour les boucles locales d'énergie (notamment pour les CEL) serait moindre en Suisse pour les consommateurs résidentiels du fait qu'il existe moins de situations de précarité énergétique en Suisse qu'en France. L'axe de motivation peut se trouver au niveau de l'implication citoyenne et le développement d'une consommation locale et au bon moment de l'électricité.

VI. Glossaire

VI.1) Glossaire et acronyme CH

Consommation propre : la consommation propre correspond à la consommation d'électricité simultanée à la production sur un lieu de production et de consommation donné. Autrement dit, c'est la fraction de la production consommée localement. Cette notion suisse s'apparente à l'autoconsommation de l'autre côté de la frontière.

Regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) : concept introduit par la loi sur l'énergie puis définit dans les termes de l'article 17.

Regroupement dans le cadre de la consommation propre virtuel (RCPv) : à compléter

Communauté électrique locale (CEL) : avec la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité, l'électricité produite au niveau local peut être commercialisée au sein d'un quartier ou d'une commune à travers le réseau public (source : swissolar)

Communauté d'autoconsommateurs (CA), communauté d'autoconsommation (CA) ou modèle GRD : modèles de consommation propre proposés par les gestionnaires de réseau de distribution-

Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) : entité responsable de la distribution de l'électricité, parfois également désigné « entreprise d'approvisionnement en électricité » EAE

Introduction électrique : terme utilisé au sein de l'état helvétique pour désigner le point de raccordement au réseau de distribution.

Points de mesure : point du réseau où le flux d'énergie, injection et/ou soutirage, est décompté. Equivalent du Point de Livraison français

Réseau de distribution : le réseau électrique à haute, à moyenne et à basse tension servant à l'alimentation de consommateurs finaux ou d'entreprises d'approvisionnement en électricité (fournisseur).

Timbre : rétribution des gestionnaires de réseau pour l'acheminement de l'électricité (équivalent du TURPE français)

VI.2) Glossaire et acronyme CH

Autoconsommation individuelle (ACI) : le fait pour un consommateur de consommer l'électricité produite par une installation photovoltaïque raccordée sur son alimentation intérieure. On parle d'autoconsommation totale si tout est autoconsommé et d'autoconsommation partielle si un surplus part sur le réseau (via l'unique point de livraison).

Autoconsommation collective (ACC) : le fait pour un consommateur de consommée l'électricité produite par un producteur voisin (au moins 2 points de livraison), selon les conditions

Communauté d'énergie : notion introduite dans le droit européen (directives européennes 2018/2001 et 2019/944) puis déclinée dans le droit français (code de l'énergie aux articles L291-1 et L292-1). L'objectif est de permettre une meilleure participation des acteurs locaux et non professionnels dans la transition énergétique.

Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) : entité responsable de la distribution de l'électricité.

Personne morale organisatrice (PMO) : personne morale liant tous les participants de l'opération d'ACC (producteurs et consommateurs). Elle est l'interlocutrice du GRD avec qui elle signe une convention.

Point de livraison (PRM) : Point de comptage du compteur raccordé au réseau public (en soutirage ou injection)