



# L'autoconsommation collective

## Etat des lieux, cas d'usage et conditions de développement

Un modèle innovant de partage d'énergie locale sur lequel la France s'est positionnée en précurseur, mais qui nécessite l'évolution de certaines dispositions réglementaires pour atteindre l'équilibre économique.

---

SEPTEMBRE 2019



---

# Sommaire

|                                             |    |
|---------------------------------------------|----|
| Préambule                                   | 5  |
| <b>1.</b> Contexte et état des lieux        | 9  |
| <b>2.</b> Cas d'usage et modèles d'affaires | 15 |
| <b>3.</b> Conclusions et perspectives       | 24 |
| Annexes                                     | 29 |

## Executive summary (1/2)



Inscrite dans la loi française depuis juillet 2016, l'autoconsommation est un **phénomène qui prend de l'ampleur**, à la faveur de la baisse du prix des énergies renouvelables, notamment photovoltaïque (PV) et de l'engouement croissant des consommateurs pour des sources d'énergies renouvelables (ENR) et locales. En seulement 3 ans d'existence officielle, le nombre d'autoconsommateurs a **plus que doublé** en France, atteignant 45 000 au 1<sup>er</sup> semestre 2019, et représentent aujourd'hui **plus de 90% des demandes de raccordement** résidentiel auprès d'Enedis. Ailleurs en Europe, une dynamique similaire est observée, avec des niveaux de maturité différents selon les pays, et jusqu'à 500 000 autoconsommateurs en Allemagne.



Aux côtés de l'**autoconsommation individuelle**, qui consiste à alimenter un unique consommateur par raccordement direct d'un moyen de production locale (généralement des panneaux PV), l'autoconsommation collective autorise le **partage d'une source d'énergie** entre plusieurs consommateurs géographiquement proches : habitants d'un immeuble ou d'un écoquartier, bâtiments publics d'une commune engagée dans une démarche de transition énergétique, entreprises d'une même zone d'activité. **8 pays européens, dont la France, ont déjà légiféré sur l'autoconsommation collective en 2019.**



Les cas d'usage sont potentiellement nombreux. Pour autant, **seules 16 opérations sont en fonctionnement en France en juillet 2019**, avec une centaine d'autres en émergence. Alors que l'autoconsommation individuelle peut aujourd'hui s'avérer rentable en France (cf. Etude EnergyLab publiée en 2017), l'autoconsommation collective **peine à trouver un modèle d'affaires rentable**. En effet, les conditions d'application du TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité) et des taxes semblent aujourd'hui très défavorables à l'autoconsommation collective.



Afin d'affiner l'analyse de la rentabilité économique des opérations, **la présente étude simule 2 cas d'usage** : un immeuble résidentiel de 30 logements et une collectivité souhaitant alimenter 4 bâtiments publics dans le cadre d'un projet d'autoconsommation collective. Dans les conditions actuelles, le temps de retour sur investissement est pour le 1<sup>er</sup> cas de 24 ans, avec un gain très faible pour les participants. Dans le 2<sup>ème</sup> cas, l'opération n'atteint jamais l'équilibre économique. Face à ce constat, l'impact de différents mécanismes de soutien, permettant de rapprocher autoconsommation collective et individuelle ou de favoriser l'émergence de projets pilotes dans le cadre d'appels d'offres régionaux ou nationaux, ont été simulés.



Si elle interroge certains fondamentaux du modèle français de l'électricité (gestion centralisée du réseau et équité territoriale permise par la logique du « timbre poste »), **l'autoconsommation collective peut sous certaines conditions apporter des bénéfices réels**, en favorisant l'innovation (start-ups, nouveaux modèles d'affaires, blockchain) et en encourageant l'investissement dans les ENR en cohérence avec les engagements de la France indiqués dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Elle favorise également la sensibilisation du consommateur à l'utilisation rationnelle de l'énergie, valorise les fonctionnalités offertes par les compteurs communicants, contribue à lutter contre la précarité énergétique et améliore l'acceptabilité locale et l'intégration des projets d'ENR.

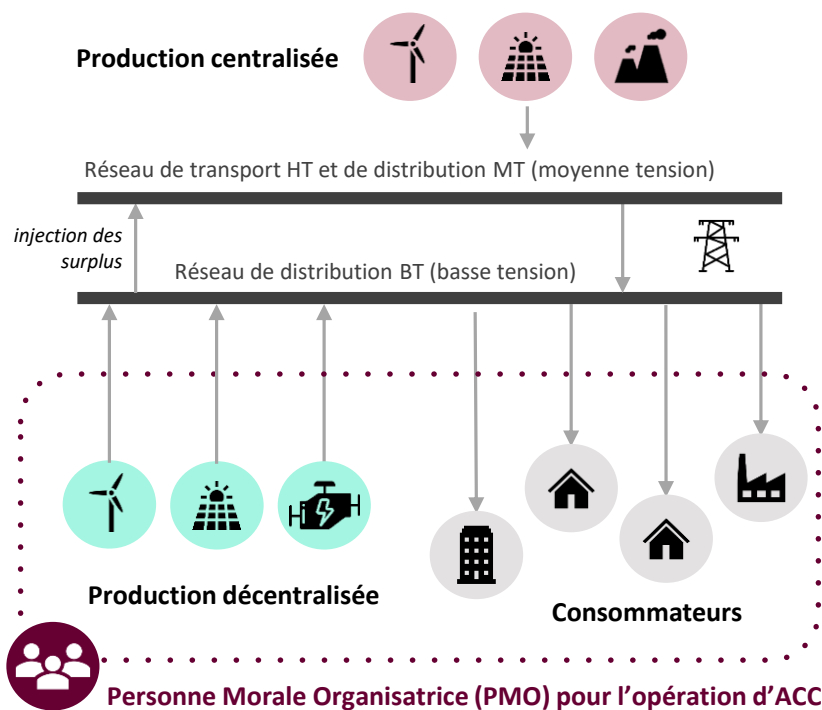


Ainsi, l'étude conclut sur **différentes recommandations** pour encourager le développement des projets d'autoconsommation collective pendant une phase expérimentale de 5 ans, qui permettra à la Commission de Régulation de l'Énergie d'appréhender l'impact réel de ces projets sur le système électrique national. L'étude s'ouvre finalement sur des **modèles d'affaires alternatifs** permettant d'apporter d'autres éléments de réponse à l'appétence croissante des consommateurs pour une **énergie renouvelable et locale**.

## Executive summary (2/2)

### Principes de l'autoconsommation collective

L'autoconsommation collective autorise le partage d'une source d'énergie entre plusieurs consommateurs géographiquement proches.



**16 opérations d'autoconsommation collective** sont en service en France Métropolitaine en juillet 2019



**8 pays européens** (dont la France) ont déjà légiféré sur l'autoconsommation collective en 2019.

### Simulation de deux cas d'usages

Dans les conditions actuelles :



Immeuble résidentiel de 30 logements  
→ **Temps de retour sur investissement de 24 ans**



Collectivité alimentant 4 bâtiments publics  
→ **Pas d'équilibre économique**

### Recommandations Sia Partners

**Adapter la réglementation et lever rapidement certaines barrières pour poursuivre l'émergence des projets**

- Exonérer de TICFE et de TCFE la part d'électricité autoconsommée
- Adapter le TURPE spécifique
- Accompagner l'investissement initial
- Simplifier le fonctionnement juridique de la Personne Morale Organisatrice (PMO)
- Confirmer l'extension du périmètre des opérations

**Actionner des leviers complémentaires pour un passage à l'échelle**

- **Regrouper les professionnels** sur l'ensemble de la chaîne de valeur pour proposer des solutions intégrées de fourniture d'électricité verte
- **Sécuriser les business plans des projets** via des outils de simulation dynamique, des contrats d'achats long-terme, des mécanismes assurantiels...
- **Développer la communication et le marketing autour des projets** : partager sur les projets pilotes, proposer des offres dédiées en BtoB puis en BtoC, partager les premiers retours d'expérience avec d'autres pays européens.

---

# Préambule

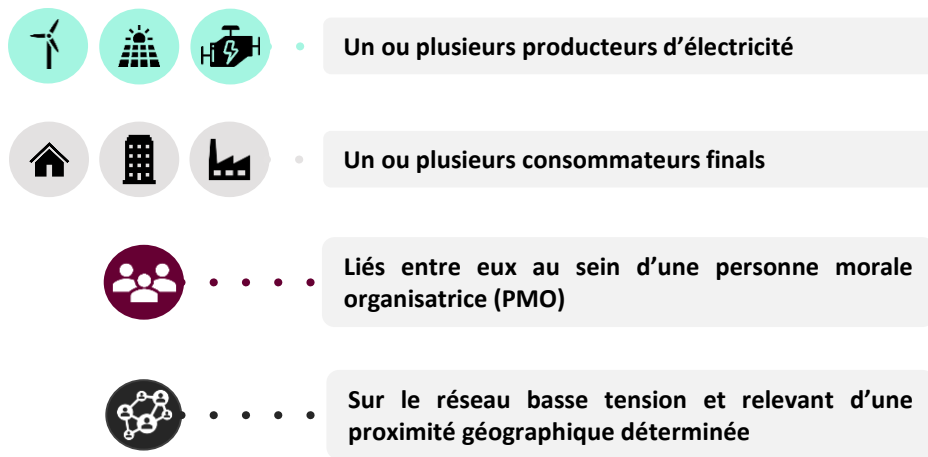


# Préambule – Définition de l’autoconsommation collective

Le partage d’une production locale directement avec les consommateurs via le réseau public de distribution

## Définition de l’autoconsommation collective (ACC)

L’autoconsommation collective (ACC) est définie dans l’article L.315-2 du Code de l’Energie. Elle permet une fourniture d’électricité entre :

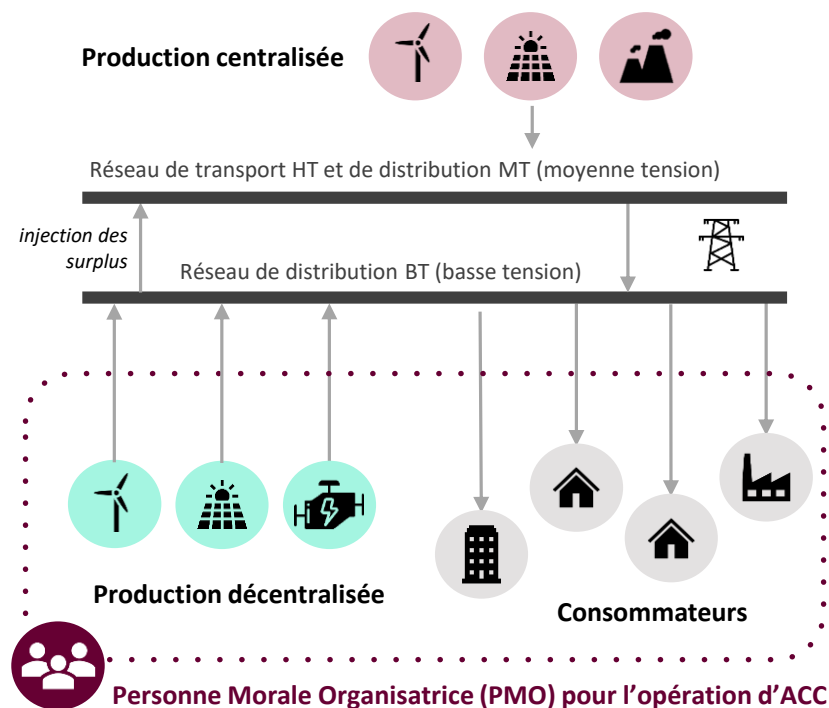


Le principe de l’autoconsommation collective, introduit dans la législation française en 2016, est donc de **mettre à disposition une ou plusieurs sources de production locale directement auprès de plusieurs consommateurs finaux**.

L’autoconsommation collective diffère de l’autoconsommation individuelle car la **production locale autoconsommée passe par le réseau public de distribution**. Sa mise en œuvre nécessite un calcul par le gestionnaire du réseau de distribution à partir des clés de répartition définies dans la convention d’autoconsommation collective signée avec la PMO et des courbes de charge relevées par les compteurs communicants.

L’autoconsommation collective répond à plusieurs enjeux sociétaux dans le cadre de la transition énergétique en encourageant une production locale et renouvelable et l’implication du consommateur, devenu un « consom’acteur ». Sa mise en œuvre engendre toutefois une certaine complexité et impacte la chaîne de valeur traditionnelle.

## Schéma de principe d’une opération



Focus 1

- ✓ Les consommateurs **restent libres de choisir leur fournisseur d’électricité** pour leur part d’électricité complémentaire soutirée au réseau.
- ✓ L’ensemble des participants de l’opération d’ACC doit **posséder un compteur communicant**.

# Préambule – Définition de l'autoconsommation collective

Focus : La Personne Morale Organisatrice (PMO), une structure juridique à appréhender

Focus 1 

## Rôles de la Personne Morale Organisatrice (PMO)



Regrouper et faire le lien entre les producteurs et les consommateurs



Signer une convention d'autoconsommation avec Enedis



Déterminer les clés de répartition de l'électricité produite entre les consommateurs et les transmettre à Enedis

## La répartition de la production

Le gestionnaire de réseau de distribution analyse à chaque pas de temps de mesure (30 minutes) la production totale (somme des productions) et la consommation totale de l'opération et évalue :

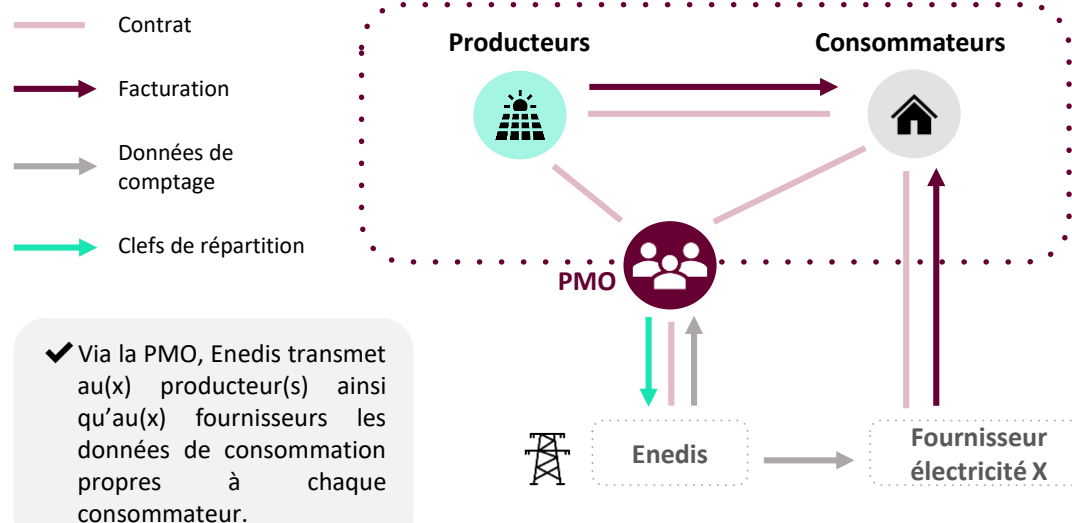
- ✓ la part de production autoconsommée dans le cadre de l'opération ;
- ✓ la part de production non consommée et donc en surplus.

 Focus 2

La part autoconsommée est répartie à chaque consommateur selon la **clé de répartition déterminée par la PMO** et transmise au gestionnaire de réseau. La PMO peut opter pour une **clé de répartition fixe ou dynamique**.

Le **surplus de production** doit être rattaché à un **périmètre d'équilibre** et peut être vendu dans le cadre d'une vente sur le marché ou d'un contrat de gré-à-gré. A date, il ne bénéficie pas d'un dispositif de soutien.

## Schéma de principe des échanges contractuels, financiers et opérationnels



## Différentes formes juridiques envisageables

Le Code de l'Energie ne donne aucune recommandation quant à la forme juridique de la PMO. Les retours d'expérience des opérations déployées présentent des PMO aux structures variées :



### Association loi 1901

Cadre juridique souple qui permet une entrée/sortie facilitée des membres.



### Société

telle que la SCI (société civile immobilière), la SEM (société d'économie mixte), la SA (société anonyme).



### Copropriété

Peut être déployée dans le cas d'une opération d'ACC sur un logement collectif par exemple.



### Coopérative

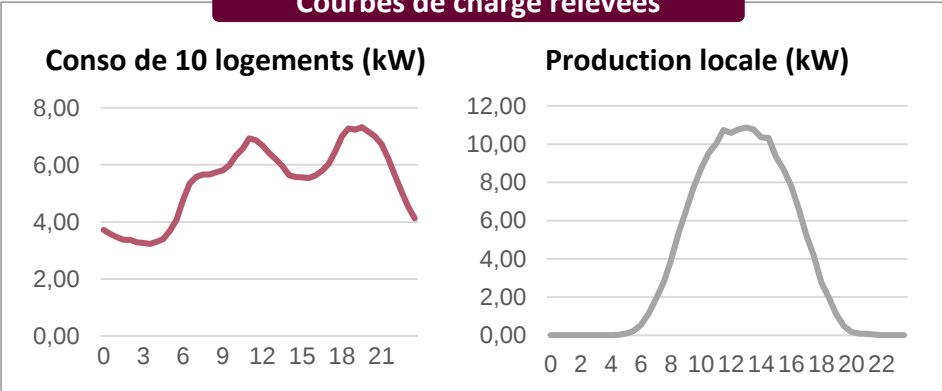


### Bailleur social

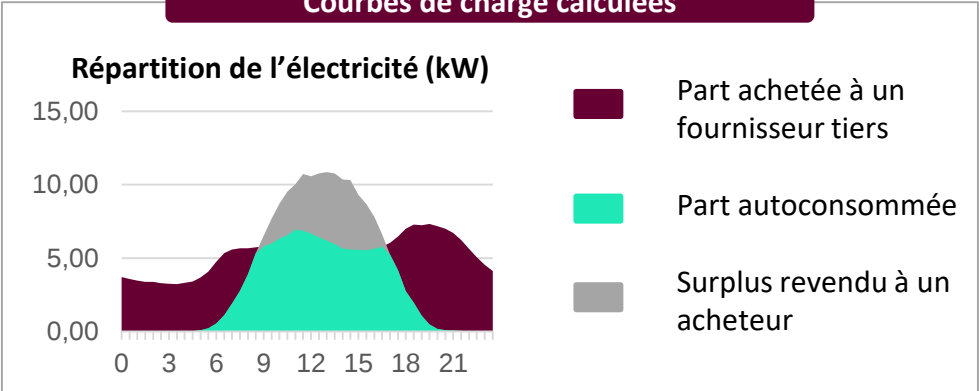
# Préambule – Définition de l’autoconsommation collective

Focus : Le gestionnaire du réseau de distribution répartit l’électricité locale grâce aux compteurs communicants

Courbes de charge relevées



Courbes de charge calculées

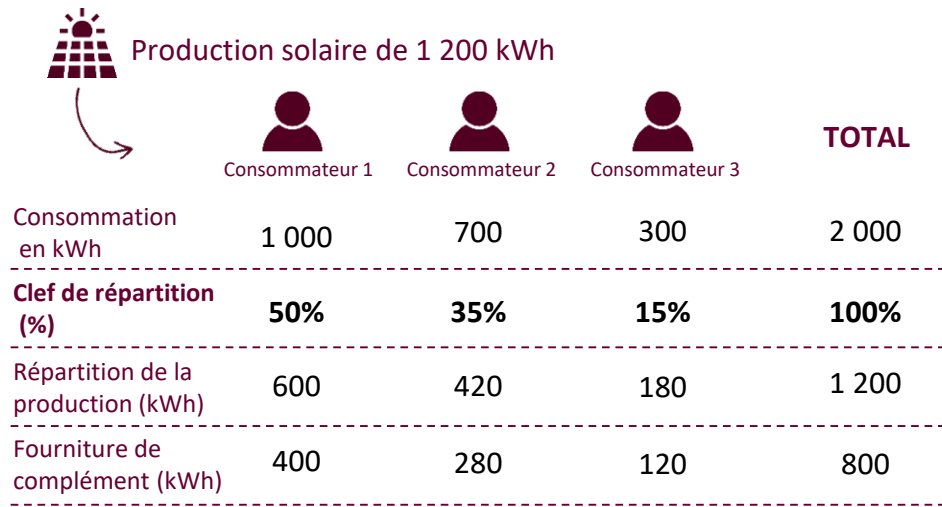


## Différents types de clefs de répartition sont envisageables

- ✓ **Clef fixe** : à chaque consommateur est associé un coefficient statique qui peut être défini au prorata de l’investissement, de la surface du logement, de la consommation théorique des participants, etc.
- ✓ **Clef dynamique par défaut** : la clef est calculée pour chaque pas de temps de mesure, au prorata de la consommation réelle de chaque consommateur
- ✓ **Clef dynamique par formule de calcul** : une formule de calcul définie par la PMO permet de répartir la production et les surplus entre les consommateurs sur un pas de temps de 30 mn.

La clef de répartition par défaut proposée par décret est la clef dynamique au prorata des consommations.

## Exemple de répartition avec une clef dynamique par défaut :



L’optimisation de la part d’autoconsommation maximise les intérêts de chaque acteur.

# 1

---

## Contexte et état des lieux

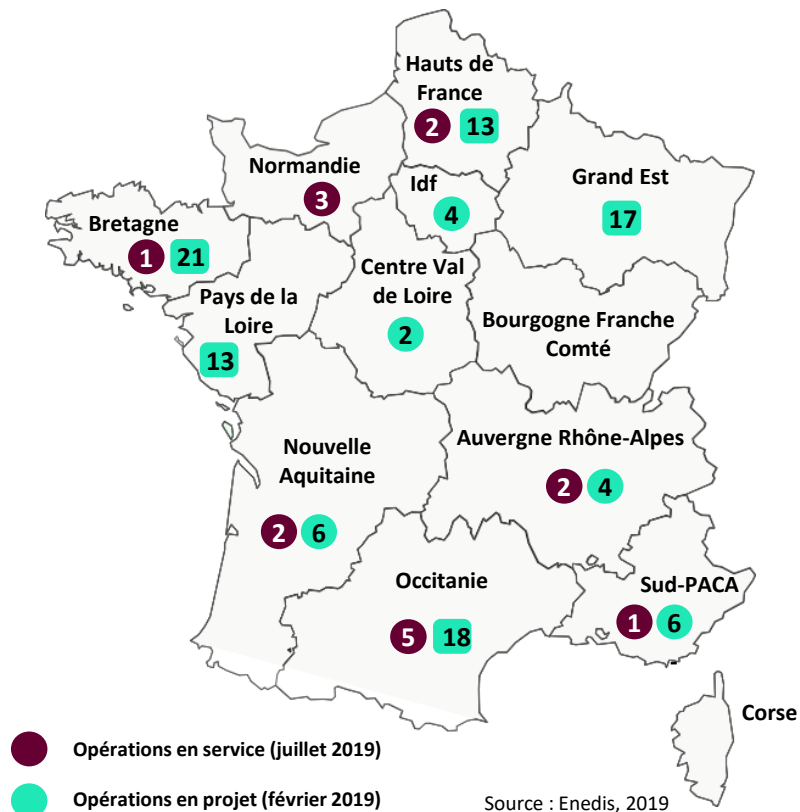


# Contexte & état des lieux en France

Depuis 2016, une quinzaine de projets pilotes a vu le jour sur le territoire

## Panorama des opérations déployées

### Opérations d'autoconsommation collective en service et en projet en France Métropolitaine



16

opérations d'autoconsommation collective sont en service en France Métropolitaine en juillet 2019

### Partagélec, Penestin (Morbihan)

Inaugurée le 31 mars 2018, la centrale photovoltaïque de Pénestin est installée sur la toiture des ateliers municipaux, qui consomment 20% de l'électricité produite. Le reste est redistribué via le réseau à douze entreprises de la zone artisanale ainsi que des habitations à proximité. L'excédent éventuel est vendu à Enercoop. L'association Partagélec constitue la PMO regroupant le producteur Morbihan Energies et les consommateurs.



Puissance installée  
40,6 kWc



Investissement  
38 000 € (installation)



Associe des acteurs  
publics et privés

### Langouët (Ille-et-Vilaine)

La commune de Langouët a pour objectif de développer deux boucles d'ACC associant productions PV communales et productions privées. Un tracker solaire sera prochainement installé par la mairie et comptera une solution de stockage.



Objectif de prod :  
50 % des besoins



Une solution  
blockchain  
déployée

### Les Colibres, Forcalquier (Alpes de Haute Provence)

L'opération d'ACC regroupe 11 habitants en logement collectif répartis en 3 bâtiments et liés avec le producteur au sein d'une SCIA (société civile immobilière d'attribution).



Puissance installée  
15,6 kWc

# Contexte & état des lieux en France

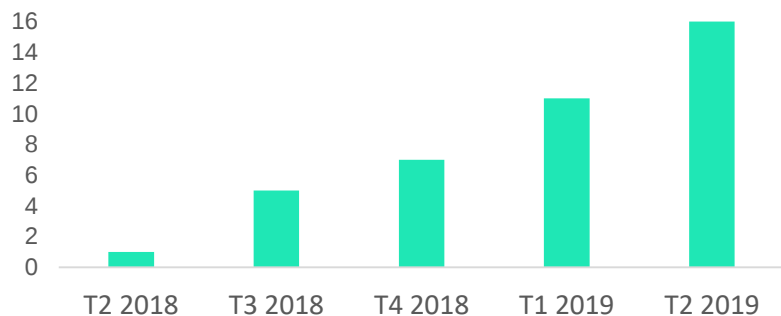
Un déploiement récent des opérations d'ACC mais qui s'accélère, avec une centaine d'opérations en projet

## Des opérations d'ACC récentes

Suite à la définition de l'autoconsommation collective et l'encadrement de son statut publiés en 2016, la **première opération d'ACC a été inaugurée à Bordeaux fin 2017**.

Depuis, les projets ont pris le temps de se développer et de se mettre en place, en témoigne la multiplication des mises en service d'opérations d'ACC en 2019.

Nombre cumulé d'opérations d'ACC en service en France



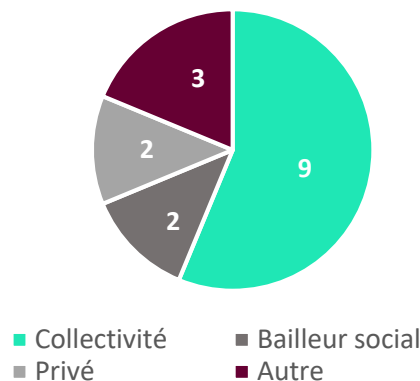
Source : Enedis, juillet 2019

- ✓ En juillet 2019, les **16 opérations d'ACC opérationnelles en France** représentent 178 consommateurs et 20 producteurs.
- ✓ Enedis comptabilisait 104 opérations en projet en février 2019.

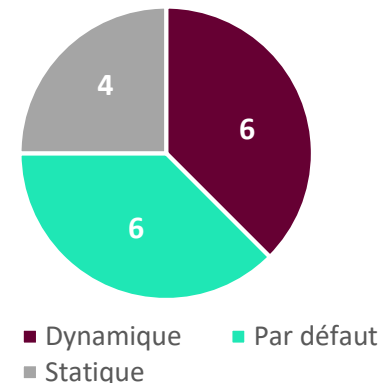
**L'augmentation des opérations d'ACC en service est significative en 2019. Au regard du nombre de projets transmis à Enedis, une poursuite de la dynamique est à prévoir, même si le volume total d'opérations reste faible dans un contexte réglementaire encore incertain et en l'absence de mécanisme de soutien.**

## Typologie des opérations en service

Typologie d'opération



Types de clefs de répartition



Source : Enedis, juillet 2019



Sur les 16 opérations actuellement en service, la majorité des projets est portée par des **collectivités**, ce qui peut s'expliquer par plusieurs facteurs : intégration des projets dans le cadre de démarches de type territoires à énergie positive, plus grande simplicité dans l'organisation juridique et administrative des opérations, capacité à accepter un temps de retour supérieur.



Les opérations déployées sont en majorité de **petites opérations, réunissant moins de 10 participants**.

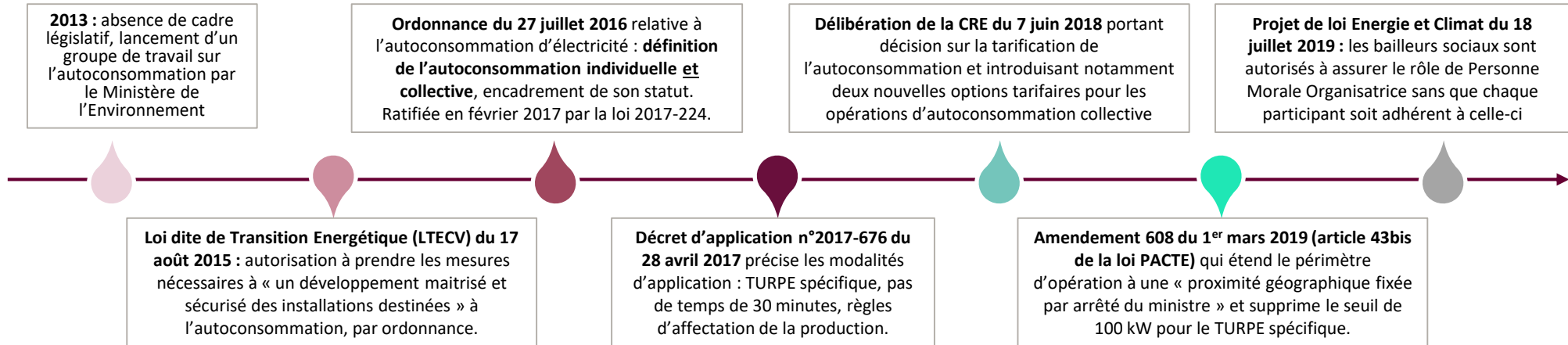


Les clés dynamiques sont majoritaires, pour moitié calculées par Enedis selon une règle de répartition par défaut.

# Contexte & état des lieux en France

Un concept introduit dans les textes français en 2016 avec une réglementation encore en évolution

## Les dates clefs de l'autoconsommation collective



## Un TURPE spécifique incitant à maximiser l'autoconsommation

Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, le producteur n'est pas considéré comme un fournisseur classique : il n'est pas soumis à l'ensemble des obligations liées à la fourniture d'électricité. Néanmoins, **la vente d'électricité qu'il proposera aux consommateurs reste soumise à des prélèvements (taxes et TURPE).**

Concernant le TURPE, une composante de soutirage optionnelle a été mise en place par la CRE pour les opérations d'autoconsommation collective raccordée en basse tension. Cette composante distingue **les soutirages issus de l'opération d'autoconsommation (dit « autoproduits »), qui sont minorés par rapport à la composante classique, des soutirages issus du réseau public de distribution (dit « alloproduits ») qui sont eux majorés.** Ce tarif incite donc à **maximiser les taux d'autoconsommation<sup>(1)</sup> et d'autoproduction<sup>(2)</sup>.** En pratique, le TURPE spécifique peut s'avérer plus cher pour le consommateur que le TURPE classique en deçà d'un certain taux d'autoconsommation.



Le fournisseur a pour rôle d'assurer le complément de fourniture de son client mais également d'être le responsable d'équilibre et de collecter les taxes et le TURPE sur les kWh « autoproduits ».

## Les évolutions attendues

- Extension du périmètre de l'opération d'autoconsommation collective : 1 km de rayon est envisagé
- Bilan de l'expérimentation avant le 31 décembre 2023 par le ministère chargé de l'énergie et la CRE
- Modification du code des douanes pour étendre l'exonération de TICFE à l'autoconsommation collective, déjà effective pour l'autoconsommation individuelle, y compris en cas de présence d'un tiers-investisseur

## Contexte & état des lieux en France

Une filière d'excellence en construction, qui allie maîtres d'ouvrage publics et privés et professionnels de l'énergie

### Maîtres d'ouvrage de projets

- **Collectivité engagée** dans une démarche de Territoires à énergie positive pour la croissance verte – TEPCV : Malaunay, Le Trait, Langouët, Châteauneuf... et **syndicats de l'énergie** : Morbihan Energie, Sydela, SDE18, Energ'iv...
- **Bailleur social** proposant des réductions de facture aux habitants d'un immeuble, **offices publics de l'habitat** ou **promoteur immobilier** : Gironde Habitat, OGIC, Logis Cévenols, LMH...
- **Entreprise située dans une zone industrielle / commerciale** investissant dans des panneaux et/ou revendant aux entreprises voisines : Leclerc, Biocoop, Intermarché, Brico Dépôt...
- **Co-propriétaires dans un lotissement** co-investissant dans une installation

✓ Des maîtres d'ouvrages variés, le plus souvent **propriétaires des bâtiments et installations de production d'électricité**. Si les premières opérations visent l'**intérêt général** (collectivités, bailleurs sociaux), l'activité commerciale et à **but lucratif** se développe (économies de facture, enjeux de communication, nouvelles offres pour les fournisseurs, etc.).

### Fournisseurs de services et conseils

Le déploiement des projets d'ACC entraîne le développement de nouvelles offres de services et conseils spécialisés.

- **Bureaux d'études et de conseil technique** qui accompagnent les porteurs de projets dans la réalisation des opérations (dimensionnement technique, conseil juridique, montage de projet...) : Enogrid, TECSOL, Albedo, Omexom (Vinci Energies), Inélia, Embix, Keynergie, Cohérence Energies, ValEnergies...
- **Équipementiers et installateurs** qui bénéficient du développement des nouvelles opérations ACC et prennent part dans des projets : Emeraude solaire, Comwatt...
- **Professionnels IT** qui proposent un ensemble de prestations de systèmes intelligents pour le pilotage, le calcul de clefs de répartition, la blockchain... tels que Sunchain, Mylight systems, Rtone, RbeeSolar

✓ **Forte des premiers retours d'expérience et boostée par les demandes de projets, la filière s'industrialise, se spécialise et des acteurs « pure-players » apparaissent** (Enogrid par exemple).

Autour de ces deux typologies d'acteurs, les **fournisseurs d'électricité** se positionnent également et proposent de nouvelles offres adaptées à l'autoconsommation collective en assurant par exemple le rôle de producteur tiers-investisseur, en proposant une offre verte et locale en revente à leurs clients, en accompagnant les maîtres d'ouvrage dans le montage des projets, en se positionnant comme Personne Morale Organisatrice ou en assurant le rachat du surplus d'électricité produite localement : Enercoop, Ilek, EDF, Planète Oui, Urban Solar...

**Les projets d'autoconsommation collective français regroupent aujourd'hui de nombreux acteurs spécialistes de l'énergie, du bâtiment et des technologies de l'information (IT) pour la mise en place d'une filière française d'excellence.**

## Contexte & état des lieux

Situation réglementaire dans l'Union Européenne : 8 pays ont déjà légiféré et une Directive de décembre 2018 formalise l'ACC

Contrairement à l'autoconsommation individuelle (ACI), autorisée dans tous les pays membres de l'Union Européenne, l'autoconsommation collective (ACC) bénéficie d'un cadre réglementaire dans un nombre limité de pays. Au niveau européen, la Directive (UE) 2018/2001 sur les Energies Renouvelables reconnaît l'ACC pour la première fois et accorde des droits à ses participants (article 21.4). Cette même Directive introduit par ailleurs le concept de communautés d'énergie renouvelable (Article 22). **La transposition de ces textes européens devrait favoriser l'essor d'initiatives similaires dans les pays membres.**

### Wallonie - Belgique

Pour l'ACC, seule la région wallonne est aujourd'hui dotée d'un cadre légal via deux décrets en 2018 et 2019.



### Suisse

**ACC** : loi sur l'Energie (EnG) 2016, amendée par le décret EnV en 2017.

### Autriche

**ACC** : amendement EIWOG, 2017.  
Communautés énergétiques : législation attendue pour 2020.



### Slovenie

**ACC et communautés énergétiques** : législation du 1er Mai 2019.

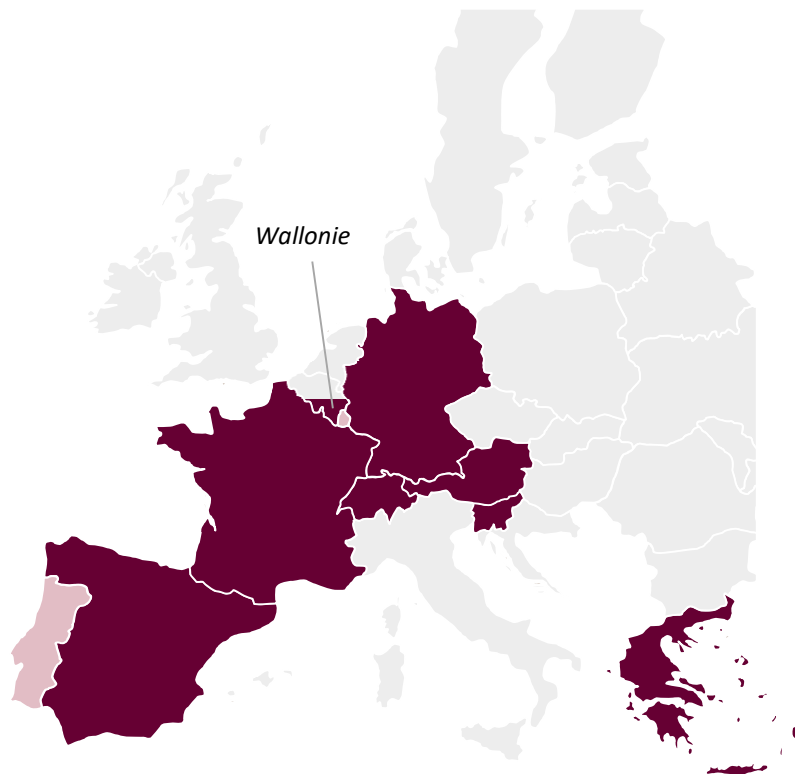
### Espagne

**ACC** : Décret Royal 244/19 approuvé par le gouvernement le 5 avril 2019.



### Grèce

**ACC** : loi « virtual net metering », 2016.  
**Communautés énergétiques** : loi N4513/2018, 2018.



Wallonie

### Allemagne

L'Allemagne est l'un des pays les plus avancés au niveau réglementaire sur l'autoconsommation PV, avec **500 000 installations en autoconsommation individuelle**.

L'ACC est définie depuis juillet 2017 dans le « Tenant Electricity Act » et via le mécanisme « Mieterstrom » qui permet à un propriétaire de vendre l'électricité autoproduite aux locataires du même immeuble d'habitation. Les installations doivent être inférieures à 100 kW. **Toutefois, les démarches administratives restent lourdes pour l'ACC et la rentabilité encore fragile** notamment du fait des taxes comme le EEG-Umlage (équivalent à la TICFE). **Alors que la loi plafonne les nouvelles opérations à 500 MW par an de puissance installée, seuls 6 MW l'ont été en 2018.**



Pays ou régions ayant adopté un cadre réglementaire spécifique à l'ACC



Pays ou régions ayant adopté un cadre réglementaire sur les « communautés d'énergie locales »



Pays en cours de législation : PT & LUX



Pas de législation

8

**pays européens (dont la France) ont déjà légiféré sur l'autoconsommation collective en 2019.**

# 2

---

## Cas d'usage et modèles d'affaires



# Cas d'usage et modèles d'affaires

Un modèle économique pour évaluer l'intérêt des participants à l'opération et les facteurs d'influence

Afin d'estimer l'intérêt économique des opérations d'autoconsommation collective, Sia Partners a construit un modèle permettant de calculer l'intérêt de l'opération pour les autoconsommateurs, pour le producteur (tiers-investisseur le cas échéant) et de manière globale à l'échelle de l'opération.

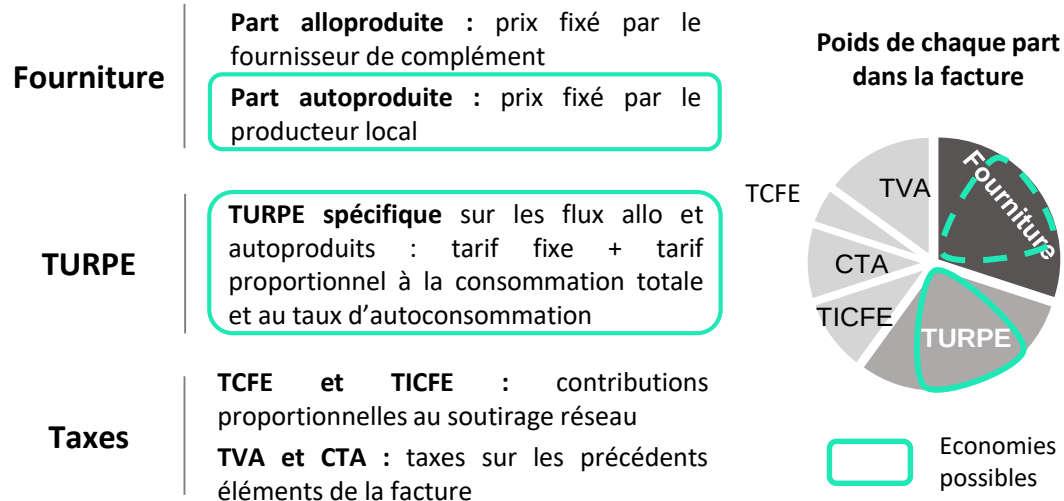
## Pour le consommateur : de potentielles économies sur ses factures énergétiques

Pour l'autoconsommateur, les **économies réalisées** peuvent provenir :

- ✓ du **TURPE spécifique** aux autoconsommateurs collectifs, moins élevé que le TURPE standard au-delà d'un certain taux d'autoproduction
- ✓ du **prix de la fourniture d'électricité** pour la part autoconsommée, qui peut être fixé par le producteur local à un prix moins élevé que les prix de marché, selon ses objectifs de rémunération et de temps de retour sur investissement.

Les autoconsommateurs collectifs **sont toutefois soumis aux taxes réglementaires (TICFE, TVA,...) au même titre que les autres consommateurs.**

*Décomposition d'une facture d'un autoconsommateur*



## Pour l'investisseur : un équilibre à trouver entre investissement et vente de la production

L'investisseur recherche la rentabilité de son investissement à travers la **vente de la production solaire**.

*Facteurs d'influence de la rentabilité pour l'investisseur*



**Dépenses globales** dans la centrale PV dépendant de la puissance installée et du coût de fonctionnement



**Vente de la production** aux autoconsommateurs



**Vente de l'éventuel surplus de production** au prix du marché ou à un prix convenu avec un acheteur dans le cadre d'un contrat gré à gré



**Pour l'opération dans son ensemble : un intérêt économique global à évaluer**

*Facteurs d'influence de l'intérêt économique global*



**Ecart cumulé** sur les factures des consommateurs avec ACC par rapport à un fonctionnement sans ACC

**Solde pour l'investisseur** sur la durée de vie de la centrale

# Cas d'usage et modèles d'affaires

## 2 cas simulés : un immeuble résidentiel avec tiers-investisseur et une collectivité souhaitant réduire la facture de ses bâtiments

Deux cas d'études d'autoconsommation collective sont étudiés selon **un scénario de référence et des variantes**. Les hypothèses de modélisation retenues reflètent les **premiers retours de projets d'autoconsommation collective** déjà en opération ou envisagés, ainsi que les prix actuels du marché de l'électricité français.



### Cas n°1 : Immeuble résidentiel

Opération d'autoconsommation collective au sein d'une copropriété de **30 appartements avec un producteur tiers qui investit dans l'installation de production solaire**



#### Principales hypothèses

- Consommation totale : **300 MWh/an**    Puissance des panneaux solaires : **40 kWc**    Puissance souscrite par les consommateurs : **9 KVA**
- ✓ Prix de fourniture du producteur local (hors taxe et TURPE) : **0,058 €/kWh HT**
  - ✓ Tarif de fourniture du complément : équivalent au tarif réglementé de vente (tarif bleu EDF 2019 - Option Base à **0,1561 €/kWh TTC** en année 1)
  - ✓ Application du TURPE spécifique ACC inf36

- ✓ Clef de répartition **dynamique au prorata de la consommation**
- ✓ Profils de consommation types au pas semi-horaire issus de la **base open data d'Enedis**
- ✓ TICFE : **0,0225 €/kWh** ; TCFE : **0,007 €/kWh**
- ✓ Taux d'actualisation des tarifs de l'électricité : **2,5%/an**

- ✓ Productible : **1350 kWh / kWc** correspondant au Sud de la France
- ✓ Durée de vie des panneaux : **25 ans**
- ✓ Baisse de rendement : **0,5% /an** <sup>(1)</sup>

- ✓ CAPEX installation solaire (études, matériel dont provisionnement du remplacement de l'onduleur, pose, raccordement) : **2000 € / kWc** <sup>(1)</sup>
- ✓ OPEX annuel : **1% de l'investissement** <sup>(1)</sup>
- ✓ Prix de revente du surplus : **0,05 €/kWh TTC** <sup>(2)</sup>

#### Etudes de sensibilité

- ✓ Variation de la **puissance installée de la centrale solaire**
- ✓ Variation du **prix de vente de la production solaire**

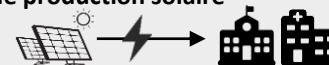
#### Variantes

- ✓ Variantes portant sur les **mécanismes de soutien** : exonération de TICFE, TCFE et TVA s'y appliquant, prime à l'investissement, révision du TURPE spécifique
- ✓ Variantes portant sur **différents profils de consommation résidentiels et tertiaires**



### Cas n°2 : Bâtiments publics

Opération d'autoconsommation collective avec revente du surplus au sein d'un groupe de **4 bâtiments publics sans tiers investisseur : la collectivité investit elle-même dans l'installation de production solaire**



#### Principales hypothèses

- Consommation totale : **400 MWh/an**    Puissance des panneaux solaires : **64 kWc**    Puissance souscrite par les consommateurs : **40 KVA**
- ✓ Electricité solaire **cédée gratuitement aux bâtiments publics**
  - ✓ Tarif de fourniture du complément : équivalent à un prix de marché (**0,1392 €/kWh TTC**)
  - ✓ Application du TURPE spécifique ACC sup36

Scénario de référence

Autres scénarios

Pour chaque scénario, des projections sont réalisées via un modèle calculant les flux physiques et financiers de l'opération sur toute la durée d'exploitation de l'installation. Des indicateurs de performance de l'opération sont ensuite calculés en comparaison avec une situation sans autoconsommation collective.



# Cas d'usage et modèles d'affaires

Résultats du cas n°1 - Immeuble résidentiel : un temps de retour de 24 ans pour l'investisseur dans le scénario de référence



## Bilan des flux physiques

- ✓ Consommation annuelle totale d'électricité : 300 MWh
- ✓ Production solaire annuelle : 54 000 kWh

- ✓ Taux d'autoconsommation : 100%
- ✓ Taux d'autoproduction : 18%



Le foisonnement des consommations permis par l'autoconsommation collective contribue à maximiser le taux d'autoconsommation



## Bilan des flux financiers pour le scénario de référence

### Pour les consommateurs :

- ✓ Gain sur facture énergétique sur la durée de vie de l'installation : 1,4% (soit 755€ par consommateur)

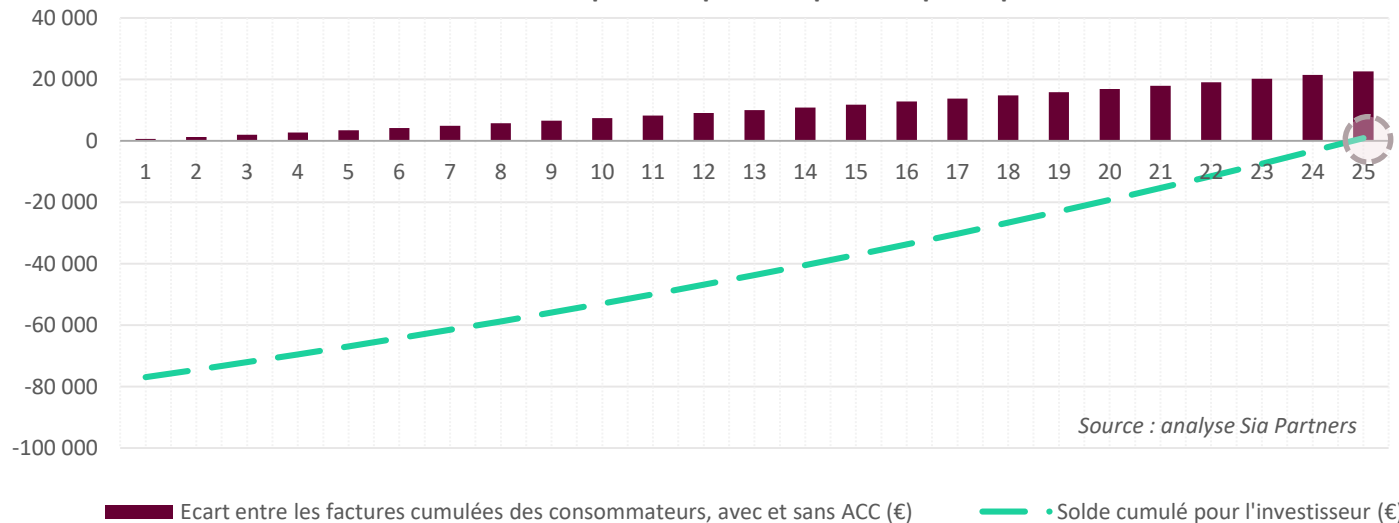
### Pour le producteur :

- ✓ CAPEX : 80 000 €
- ✓ OPEX : 800 €/an
- ✓ Vente d'électricité annuelle sur 25 ans : 100 139 €
- ✓ ROI producteur : 1%
- ✓ Temps de retour : 24 ans



L'analyse de Sia Partners pour une résidence de 30 logements en autoconsommation collective montre une opération tout juste rentable pour ses participants avec un **ROI producteur de 1% et un temps de retour de 24 ans** sans mécanisme de soutien autre que la souscription au TURPE spécifique. Celui-ci permet un **gain total sur les factures énergétiques des consommateurs très faible, de l'ordre de 1%**, malgré un taux d'autoconsommation maximal.

Bilan économique de l'opération pour ses participants



Temps de retour pour l'investisseur



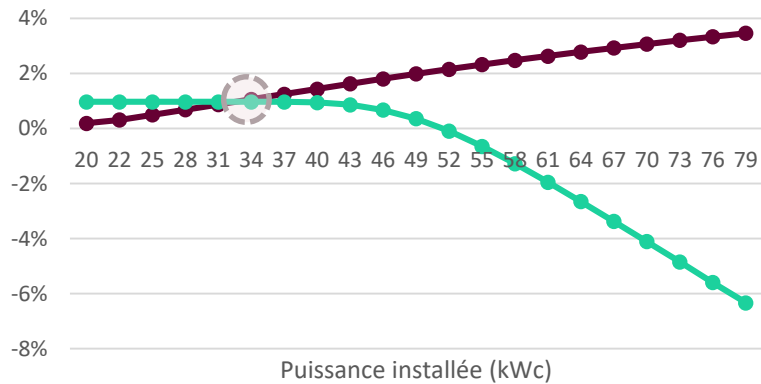
## Cas d'usage et modèles d'affaires

Résultats du cas n°1 : la puissance installée et le prix de vente de la production solaire impactent l'équilibre économique du projet

### Impact de la puissance installée

- ✓ A partir du scénario de référence du cas n°1, une première étude de sensibilité est réalisée en faisant **varier uniquement la puissance crête installée entre 20 et 80 kWc**

Impact de la puissance installée sur l'intérêt économique des participants



● Economies sur facture énergétique (%) ● ROI producteur (%)

○ Optimum économique théorique

Source : analyse Sia Partners



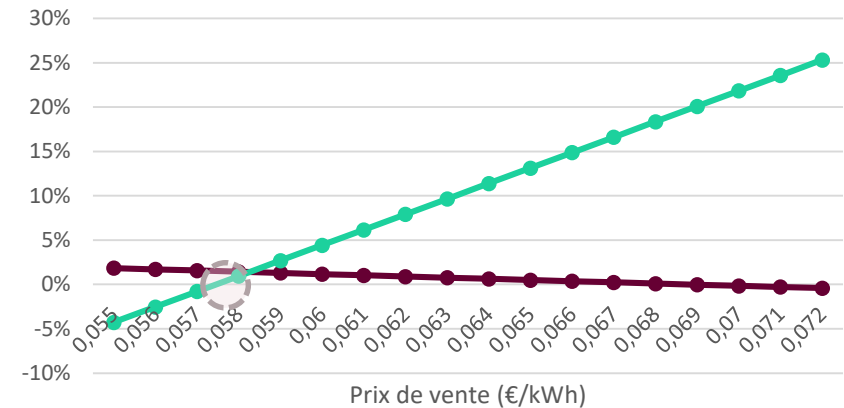
L'impact de la variation de la puissance installée sur les indicateurs économiques de l'opération montre un **optimum théorique à 33 kWc** (croisement des courbes consommateur et producteur).

Toutefois, le ROI producteur reste **relativement stable jusqu'à 40 kWc**, alors que le gain pour les consommateurs croît plus rapidement. C'est donc **cette valeur de 40 kWc qui a été retenue pour le scénario de référence**.

### Impact du prix de vente de l'électricité solaire

- ✓ A partir du scénario de référence du cas n°1, une seconde étude de sensibilité est réalisée en faisant **varier uniquement le prix de vente de l'électricité solaire**

Impact du prix de vente de la production solaire sur l'intérêt économique des participants



● Economies sur la facture énergétique (%) ● ROI producteur (%)

○ Prix de vente minimum pour un ROI producteur > 0

Source : analyse Sia Partners



Le prix de vente minimum pour que l'opération soit rentable pour le producteur (ROI > 0) est de **0,058€ kWh hors taxe**, légèrement au-dessus de la part fourniture du TRV (calculé à 0,0565€/kWh HT par décomposition des différents composants).

Au-delà de ce prix, la rentabilité du producteur augmente fortement mais les consommateurs perdent en gain, déjà faible, et deviennent perdant au-delà d'un prix de l'électricité solaire supérieur à 0,07€/kWh.



## Cas d'usage et modèles d'affaires

Résultats du cas n°1 : une exonération de TICFE ou une prime à l'investissement permettent des temps de retour de 16 à 22 ans

### Variantes sur les mécanismes de soutien

- ✓ A partir du cas d'étude n°1, deux variantes étudient l'impact de **mécanismes de soutien sur la rentabilité de l'opération** : 1) exonération de TICFE pour les flux autoproduits et 2) prime à l'investissement de 30%. Afin de répartir l'impact de ces mécanismes entre les consommateurs et le producteur, le prix de vente de l'électricité solaire a été modifié par rapport au scénario de référence dans les 2 cas.

| Scénario                                                                         | Gain sur facture énergétique (%) | ROI producteur (%) | Temps de retour (an) |
|----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|--------------------|----------------------|
| <b>Scénario de référence</b>                                                     | <b>1,4%</b>                      | <b>0,9%</b>        | <b>24</b>            |
| Exonération de TICFE et TCFE - prix de vente électricité solaire à 0,09 €/kWh HT | 4,4%                             | 56,6 %             | 16                   |
| Prime à l'investissement de 30% - prix de vente solaire à 0,048 €/kWh HT         | 2,8%                             | 10,2%              | 22                   |

*Résultats des variantes sur les mécanismes de soutien comparés au scénario de référence (source : Analyse Sia Partners)*

D'après l'analyse de Sia Partners, **les 2 variantes étudiées** améliorent significativement la rentabilité de l'opération, pour le producteur comme pour le consommateur, avec un impact comparativement plus important pour l'exonération de TICFE et TCFE que pour la prime à l'investissement de 30 %. Le temps de retour pour l'investisseur reste toutefois élevé pour les cas simulés (supérieur à 16 ans).

**La répartition du gain réel** lié à ces mécanismes de soutien entre producteur et consommateur dépendra du prix de vente de l'électricité solaire.

### Variantes sur les profils de consommation

- ✓ A partir du cas d'étude n°1, des variantes étudient l'impact de **profils de consommation sur les performances économiques de l'opération** : une dizaine de profils différents sont appliqués.

| Scénario                     | Gain sur facture énergétique (%) | ROI producteur (%) | Temps de retour (an) | Gain TURPE ACC versus TURPE classique (%) | Taux d'autoproduction (%) | Taux d'autoconsommation (%) |
|------------------------------|----------------------------------|--------------------|----------------------|-------------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| <b>Scénario de référence</b> | <b>1,4%</b>                      | <b>0,9%</b>        | <b>24</b>            | <b>5%</b>                                 | <b>18%</b>                | <b>100%</b>                 |
| 10 profils                   | -2,1 → 2,1%                      | < 0                | >25 ans              | -0,7 → 5,9%                               | 8,6 → 17%                 | 48 → 94,5%                  |

*Résultats des variations de profils de consommation comparés au scénario de référence source : Analyse Sia Partners)*

**Le profil du consommateur impacte fortement la rentabilité de l'opération** : un profil avec un faible taux d'autoproduction obtient des résultats dégradés, du fait d'un TURPE spécifique qui peut devenir plus cher que le TURPE classique. Afin d'optimiser le taux d'autoproduction de chaque consommateur et la rentabilité de l'opération, un pilotage des consommations peut être envisagé (alimentation du ballon d'eau chaude, déclenchement d'appareils électroménagers, etc.).



## Cas d'usage et modèles d'affaires

Résultats du cas n°2 – Bâtiments publics : une absence d'intérêt économique global selon le scénario de référence



### Bilan des flux physiques

- ✓ Consommation annuelle totale d'électricité : 400 MWh
- ✓ Production solaire annuelle : 86 400 kWh

- ✓ Taux d'autoconsommation : 96,3%
- ✓ Taux d'autoproduction : 20,81%



Le foisonnement des consommations permis par l'autoconsommation collective contribue à maximiser le taux d'autoconsommation



### Bilan des flux financiers pour le scénario de référence

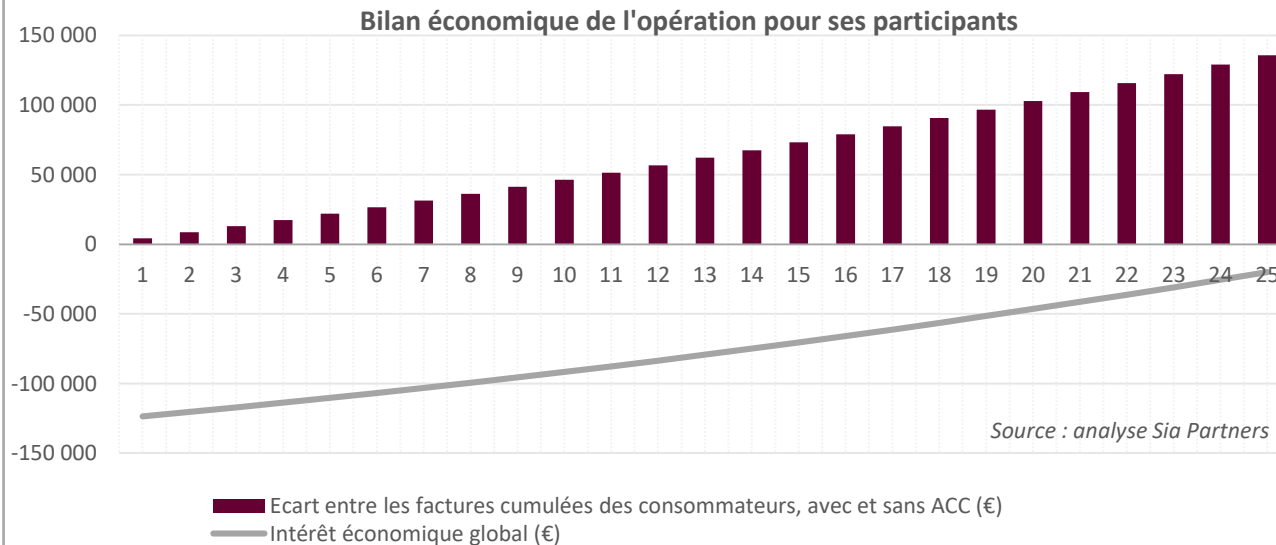
- ✓ Gain sur facture énergétique des bâtiments sur la durée de vie de l'installation : 7,7% (soit 135 751€ pour l'ensemble des bâtiments)
- ✓ Gain sur le montant du TURPE par rapport au TURPE classique : -1,3%

- ✓ Dépenses d'installation :
  - CAPEX : 128 000 €
  - OPEX : 1 280 €/an
- ✓ Vente d'électricité annuelle du surplus : 159 €



#### Bilan global :

- ✓ ROI global : -1%
- ✓ Temps de retour global : > 25 ans



L'analyse de Sia Partners pour un ensemble de bâtiments publics en autoconsommation collective avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA montre que **l'opération n'est globalement pas rentable**. Les écarts avec le cas n°1 s'expliquent par plusieurs facteurs :

- un **TURPE spécifique défavorable** pour ce profil de consommation et cette puissance souscrite >36kVA,
- un **prix de marché pour le complément plus faible**, générant un écart sur les factures des consommateurs insuffisants pour couvrir les dépenses d'investissement et de fonctionnement de la production locale.

Seuls des **mécanismes de soutien complémentaires** pourraient améliorer le bilan.



## Cas d'usage et modèles d'affaires

Résultats du cas n°2 : un temps de retour réduit à 13 ans en cas d'exonération de la TICFE

### Variantes sur les mécanismes de soutien

- ✓ A partir du cas d'étude n°2, trois variantes étudient l'impact de **mécanismes de soutien sur la rentabilité de l'opération** : 1) exonération de TICFE pour les flux autoproduits, 2) prime à l'investissement de 30% et 3) TURPE spécifique revu avec des coefficients sur les flux alloproduits égaux à ceux du TURPE classique et maintien des coefficients actuels légèrement favorables sur les flux autoproduits

| Scénario                        | ROI global (%) | Temps de retour global (an) | Gain sur facture énergétique (%) | Gain TURPE ACC versus TURPE classique (%) |
|---------------------------------|----------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------|
| <b>Scénario de référence</b>    | <b>-1,0%</b>   | <b>&gt;25</b>               | <b>7,7%</b>                      | <b>-1,3%</b>                              |
| Exonération de TICFE et TCFE    | 7,9%           | 13                          | 18,3%                            | -1,3%                                     |
| Prime à l'investissement de 30% | 1,0%           | 21                          | 7,7%                             | -1,3%                                     |
| TURPE revu                      | 0,8%           | 22                          | 9,9%                             | 4,3%                                      |

Résultats des variantes sur les mécanismes de soutien comparés au scénario de référence (source : Analyse Sia Partners)

D'après l'analyse de Sia Partners, les variantes testées permettent d'obtenir une **rentabilité globalement positive**, l'exonération de TICFE et TCFE étant la plus favorable : elle permettrait à la collectivité de **bénéficier d'un gain sur la facture énergétique annuelle de ses bâtiments de 18,3%** et d'un **temps de retour de 13 ans**.

### Variantes sur les profils de consommation

- ✓ A partir du scénario du cas n°2 avec une prime à l'investissement de 30%, des variantes étudient l'impact de **profils de consommation sur les performances économiques de l'opération** : une dizaine de profils différents sont appliqués.

| Scénario                                                          | ROI global (%) | Temps de retour global (an) | Gain sur facture énergétique (%) | Gain TURPE ACC versus TURPE classique (%) | Taux d'autoproduction (%) | Taux d'autoconsommation (%) |
|-------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| <b>Scénario de référence avec prime à l'investissement de 30%</b> | <b>1%</b>      | <b>21</b>                   | <b>7,7%</b>                      | <b>-1,3%</b>                              | <b>20,8%</b>              | <b>96,3%</b>                |
| 10 profils                                                        | -1,3 → 1,4%    | 20 → 25                     | 2,2 → 8,2%                       | -1,4 → -1,1%                              | 7,7% → 21,2%              | 35,5 → 98,3%                |

Résultats des variations de profils de consommation comparés au scénario avec prime à l'investissement (source : Analyse Sia Partners)

**Le profil des consommateurs impacte la rentabilité de l'opération** : un profil défavorable avec un faible taux d'autoproduction génère des résultats dégradés. **L'autoconsommation collective**, en lissant la courbe de charge globale par foisonnement des consommations, associé le cas échéant à des équipements de pilotage des consommations, favorise de **meilleurs gains pour les parties prenantes**.

# Cas d'usage et modèles d'affaires

Synthèse et chiffres clefs pour les 2 cas analysés : immeuble résidentiel et bâtiments publics



## Cas n°1 : Immeuble résidentiel

Opération d'autoconsommation collective au sein d'une copropriété de **30 appartements avec un producteur tiers qui investit dans l'installation de production solaire**



- Dans le scénario de référence, les résultats de la modélisation montre que l'opération d'autoconsommation collective au sein d'une copropriété est tout juste rentable pour ses participants avec **un ROI producteur de 1% et un temps de retour de 24 ans** sans mécanisme de soutien autre que la souscription au TURPE spécifique.
- Celui-ci permet un **gain total sur les factures énergétiques des consommateurs très faible, de l'ordre de 1%**, malgré un taux d'autoconsommation maximisé.
- **Exonérer de TICFE et TCFE les consommateurs pour les flux autoproduits**, comme c'est le cas pour l'autoconsommation individuelle, améliore significativement la rentabilité de l'opération (temps de retour de 16 ans), avec une répartition du gain à réaliser entre consommateurs et producteur, par ajustement du prix de vente de l'électricité solaire.
- Alternativement, une **prime à l'investissement** permet un **gain pour le producteur**, qui, en partie reportée sur son prix de vente, génère également des **économies pour les consommateurs**. Ces économies restent toutefois inférieures au scénario avec exonération de TICFE et TCFE.
- **Le profil du consommateur impacte fortement la rentabilité de l'opération** : un profil avec un faible taux d'autoproduction obtient des résultats dégradés, du fait d'un TURPE spécifique qui peut devenir plus cher que le TURPE classique. Afin d'optimiser l'autoproduction de chaque consommateur et la rentabilité de l'opération, un pilotage des consommations peut être envisagé (alimentation du ballon d'eau chaude, équipements électroménagers, etc.).



## Cas n°2 : Bâtiments publics

Opération d'autoconsommation collective avec revente du surplus au sein d'un groupe de **4 bâtiments publics sans tiers investisseur : la collectivité investit elle-même dans l'installation de production solaire**



- Dans le scénario de référence, les résultats pour un ensemble de bâtiments publics en autoconsommation collective avec une puissance souscrite supérieure à 36 kVA montrent **que l'opération n'est globalement pas rentable**, notamment car le TURPE spécifique est défavorable dans la configuration étudiée.
- Seuls des **mécanismes de soutien complémentaires** pourraient améliorer le bilan.
- Parmi les variantes étudiées, l'exonération de TICFE et TCFE est la plus favorable : elle permettrait aux autoconsommateurs de bénéficier d'un **gain sur leur facture énergétique de 18,3% et d'un temps de retour de 13 ans sur l'opération**.
- Alternativement, une **prime à l'investissement de 30%** ou l'**application d'un TURPE revu avec des coefficients plus favorables** permettrait d'atteindre une rentabilité globale positive pour l'opération.
- **De la même façon que pour le cas 1, le profil des consommateurs impacte la rentabilité de l'opération** : un profil défavorable avec un faible taux d'autoproduction génère des résultats dégradés. **L'autoconsommation collective**, en lissant la courbe de charge globale par foisonnement des consommations, favorise de **meilleurs gains pour les parties prenantes**.

3

—

## Conclusions et perspectives



### 3. Conclusions et perspectives

Un intérêt de la filière mais un cadre réglementaire contraignant pour l'économie des projets

#### Un positionnement précurseur de la France et des facteurs favorables au développement de l'ACC

L'autoconsommation collective **est un concept récent**, sur lequel la France s'est positionnée en précurseur, en légiférant dès 2016.

**Différents facteurs se conjuguent pour favoriser son émergence :**



- Une préoccupation **croissante des français pour l'environnement**, qui se traduit par un boom des offres d'électricité verte (+100 % en quatre ans) ;

- Des **collectivités engagées et prêts à porter des projets** (Territoires à Energie Positive pour la Croissance Verte, centrales villageoises) ;



- Des **entreprises qui inscrivent le développement des énergies renouvelables** et de l'autoconsommation dans le cadre de leur stratégie RSE ;

- Une **croissance exponentielle de l'autoconsommation individuelle** (+100% depuis 2017 et près de 90% des demandes de raccordement en 2019 en France, 500 000 autoconsommateurs en Allemagne) et une croissance des projets photovoltaïques, favorisée par une baisse continue des coûts du PV ;



- **La généralisation des compteurs communicants et des solutions IT associées**, qui permettent la relève de la courbe charge et l'affectation des flux entre participants ;



- Des **acteurs économiques** qui proposent différentes solutions d'accompagnement (fournisseurs, bureaux d'études, start-ups, etc.) ;



- L'introduction des concepts d'autoconsommation collective et de communautés énergétiques locales dans **la Directive Européenne sur les Energies Renouvelables** publiée fin 2018.

La quinzaine de projets fonctionnels sur l'ensemble du territoire français met en **évidence différents cas d'usage concrets et répliquables**.

#### Un cadre réglementaire contraignant l'économie des projets

- Les 2 cas d'usage simulés dans le cadre de cette étude mettent en évidence une **rentabilité insuffisante voire négative** des opérations d'autoconsommation collective dans le contexte réglementaire français actuel, malgré des hypothèses relativement favorables (absence d'intérêt d'emprunt, non prise en compte des coûts d'étude juridique ni de gestion, taux d'autoconsommation élevés dus aux profils utilisés).
- En effet, l'application des taxes sur la part autoproduite, contrairement à l'autoconsommation individuelle, et le TURPE spécifique qui majore le coût de la part alloproduite, contraignent l'économie des projets. A ce stade, l'adaptation du **contexte réglementaire est un prérequis** pour améliorer l'équilibre économique des projets et favoriser leur émergence au-delà de quelques cas pilotes.
- De **nombreux facteurs influent les gains réels d'une opération d'autoconsommation collective** : positionnement géographique, profils réels de consommation, prix d'achat des équipements PV et conditions de financement, prix de vente de l'électricité solaire, etc. Aussi, les **résultats du modèle présentés dans cette étude ne peuvent pas être généralisés**. Des études préalables sont nécessaires avant la mise en place de nouveaux projets.

### 3. Conclusions et perspectives

Des bénéfices pour les participants et au niveau national moyennant un cadre réglementaire adapté



#### Des bénéfices pour les participants et une contribution aux objectifs de la France en matière de transition énergétique

La levée des différentes barrières freinant aujourd'hui l'autoconsommation collective nécessite **d'analyser les bénéfices de ce nouveau modèle**, au regard des interrogations légitimes qu'il génère sur le modèle de péréquation tarifaire national.

Les **bénéfices attendus** peuvent être de plusieurs ordres :

- répondre à un besoin d'appétence croissant pour le renouvelable et le local ;
- augmenter les taux d'autoconsommation par foisonnement des consommations ;
- sensibiliser les consommateurs sur l'utilisation rationnelle de l'énergie ;
- proposer une électricité verte à faible coût pour réduire la facture énergétique des bénéficiaires ;
- encourager l'investissement dans les ENR en cohérence avec les engagements de la France indiqués dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie ;
- améliorer l'acceptabilité locale des projets d'ENR et des compteurs communicants (valorisation de nouveaux services) ;
- favoriser l'innovation (start-ups, nouveaux modèles d'affaires, nouveaux outils logiciels pour suivre et piloter les consommations, blockchain).



L'ACC constitue un modèle complémentaire à d'autres dispositifs (revente, autoconsommation individuelle) pour l'atteinte des objectifs de la France en matière de développement des énergies renouvelables. Elle peut également contribuer à réduire les consommations et valoriser les nouveaux services offerts par les compteurs communicants.



#### Un cadre réglementaire à adapter

Au regard des bénéfices listés précédemment et des orientations données dans la Directive européenne sur les Energies Renouvelables de décembre 2018, le développement de l'autoconsommation collective en France peut être encouragé tout en mettant en œuvre **les précautions nécessaires** pour garantir **un coût de l'énergie maîtrisé et équilibré sur l'ensemble du territoire**.

Ces précautions peuvent être de plusieurs ordres :

- conserver une législation stricte vis-à-vis du recours aux réseaux fermés et aux réseaux privés ;
- adapter le TURPE spécifique afin de maintenir un coût de réseau plus favorable pour la part issue de la production locale (part autoproduite) tout en ne pénalisant pas excessivement le recours au réseau ;
- étudier le cas échéant l'opportunité d'augmenter la part puissance du TURPE pour les autoconsommateurs pour limiter le soutirage sur le réseau en période de forte contrainte ;
- réaliser une étude d'impact après une période expérimentale pour caractériser l'impact réel de ces nouveaux modes de consommation sur le réseau.



L'autoconsommation collective, telle que définie dans la loi française, s'oppose aux réseaux fermés, car l'énergie locale transite par le réseau public de distribution, avec une affectation des flux permise par le recours aux compteurs communicants. La levée des barrières réglementaires et économiques qui freinent actuellement son développement encourage un modèle français d'électricité verte et locale innovant et compatible avec les notions de service public et d'équité territoriale.

### 3. Conclusions et perspectives

Les recommandations de Sia Partners pour le développement de l'autoconsommation collective

#### Adapter la réglementation et lever rapidement certaines barrières pour poursuivre l'émergence des projets



- **Exonérer de TICFE et TCFE** les consommations issues de la production locale comme pour les autoconsommateurs individuels.
- **Adapter le TURPE spécifique** pour retirer la majoration de la composante de soutirage variable sur la part alloproduite.
- Dans le cadre d'Appels d'Offres de la CRE ou d'aides régionales, **accompagner l'investissement initial** pour améliorer l'équilibre financier des opérations, dans l'attente de conditions externes plus favorables (poursuite conjuguée de l'augmentation du tarif de l'électricité et de la baisse du prix des panneaux photovoltaïques).
- **Simplifier le fonctionnement juridique de la Personne Morale Organisatrice (PMO)** qui contractualise avec Enedis et doit réunir l'ensemble des acteurs de l'opération, dans la continuité de la disposition du projet de Loi Energie climat de juillet 2019 pour les bailleurs sociaux.
- **Etendre le périmètre des opérations** à 1km voire au-delà (territoire communal), pendant une période expérimentale.



#### Actionner des leviers complémentaires pour un passage à l'échelle



- **Regrouper les professionnels** sur l'ensemble de la chaîne de valeur pour simplifier la relation avec les porteurs de projets et proposer des offres intégrées
- **Sécuriser les business plans des projets via :**
  - ✓ Des outils de simulation dynamique et des études de projets au cas par cas permettant d'étudier la sensibilité de différentes hypothèses et d'optimiser le dimensionnement de la centrale et le prix de vente de la production d'électricité locale
  - ✓ Des contrats d'achats long-terme de l'électricité solaire produite pour les tiers-investisseurs (collectivités locales, bailleurs sociaux, entreprises)
  - ✓ Des mécanismes assurantiels à définir pour garantir un certain niveau de rémunération en cas de modification du périmètre de l'opération (promotion privée)
- **Développer la communication et le marketing autour des projets**
  - ✓ **Partager sur les retours d'expérience** des projets pilotes pour améliorer la visibilité de ce nouveau mécanisme.
  - ✓ **Concentrer les projets** sur les secteurs les plus porteurs à court-terme, notamment en BtoB (collectivités, bailleurs sociaux, zone d'activité).
  - ✓ **Proposer progressivement des solutions simplifiées** à destination des particuliers notamment, sur le modèle de l'autoconsommation individuelle.
  - ✓ **Partager les 1ers retours d'expérience avec d'autres pays européens** ayant légiféré sur l'autoconsommation collective et les communautés énergétiques locales, notamment l'Allemagne.



### 3. Conclusions et perspectives

Une réflexion à inscrire dans un cadre plus large d'offres vertes et locales



Inscrire la réflexion sur l'autoconsommation collective dans un cadre plus large de développement d'offres vertes et locales

En fonction des signaux réglementaires qui seront donnés par la CRE, l'ACC pourra s'intégrer intelligemment dans un panel plus large d'offres permettant de proposer une énergie verte et locale :

**Corporate PPA** (Power Purchase Agreement) qui permet de lier via un contrat long-terme, une entreprise à un producteur d'énergie.

Ce type de contrat permet à l'entreprise de se prémunir de la volatilité des prix de l'énergie tout en permettant un approvisionnement local et renouvelable de tout ou partie de son électricité.

**Solutions de pilotage et de monitoring de l'énergie**, le cas échéant associées à des solutions de stockage physique (batteries, véhicules électriques) ou virtuelle, permettant d'adapter la consommation en fonction de la production locale, de maximiser les taux d'autoconsommation et d'autoproduction et le cas échéant de soulager le réseau en période de pointe (effacement).



**Mise en place d'offres vertes et locales par les fournisseurs d'énergie**, avec traçabilité de l'origine de la production en lien avec les consommations des clients, via différents outils : portail client dédié, garanties d'origine locales, traçabilité de l'origine de la production par de nouveaux outils type blockchain.

**Investissement citoyen** dans des centrales ENR qui peuvent désormais devenir (co)producteurs d'électricité, partie prenante des décisions prises au sein de la PMO, ou investisseurs via des plateformes dédiées de financement participatif (*crowlending* ou *crowdfunding*).

# Annexes

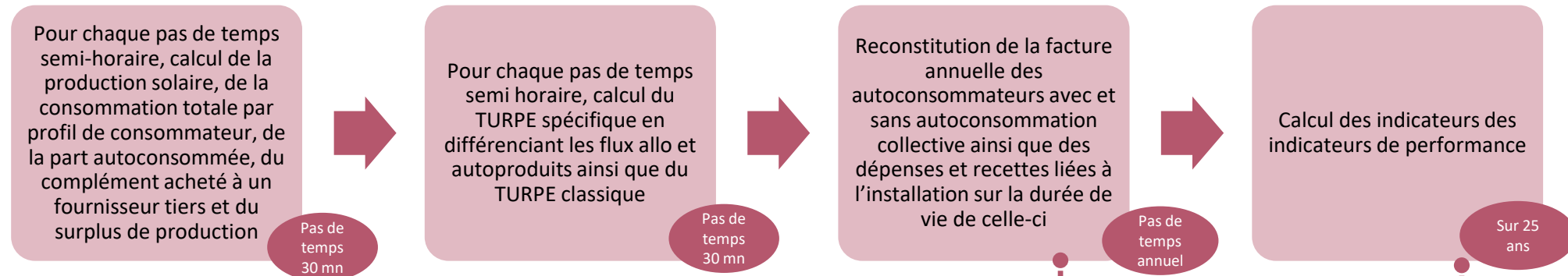
---



# Cas d'usage et modèles d'affaires

## Les étapes du calcul

### Les grandes étapes de calcul



### Reconstitution de la facture du consommateur



Pour chaque scénario, la facture des autoconsommateurs a été décomposée afin **d'isoler les trois parts principales** : la fourniture, le TURPE et les taxes. Le prix de fourniture du complément a été déterminé de façon à **égaliser le tarif réglementé de vente 2019** pour les puissances souscrites < 36kVA (cas n°1) et un **prix de marché** pour les puissances souscrites > 36 kVA (cas n°2). Le prix de vente de l'électricité solaire a été déterminé itérativement à partir du TRV afin **d'obtenir un ROI strictement positif pour le producteur dans le cas n°1 et ses variantes**. Pour le cas n°2 sans tiers investisseur, **l'électricité est cédée gratuitement aux consommateurs**.

### Des variantes pour étudier l'impact des profils de consommation et de potentiels mécanismes de soutien



A partir des scénarios de référence, différentes variantes ont été simulées sur :

- ✓ **Les profils de consommation** : dans le scénario de référence, les profils de consommation appliqués sont issus des données open data d'Enedis qui résultent eux-mêmes d'agrégat de consommation au pas semi-horaire par profil. Afin d'étudier l'impact de profils différents, une dizaine de profils résidentiel et tertiaire réels ont été appliqués successivement, permettant de déterminer des fourchettes de résultats pour chaque indicateur.
- ✓ **Les mécanismes de soutien** : aujourd'hui, le seul mécanisme applicable à l'autoconsommation collective est le TURPE spécifique optionnel. 3 autres dispositifs, plébiscités par la filière, ont été modélisés pour étudier leur impact sur la rentabilité de l'opération :
  1. une **prime à l'investissement**, par exemple dans le cadre d'appels à projets régionaux ;
  2. **l'exonération de la TICFE** pour les flux autoproduits (comme c'est le cas aujourd'hui pour l'autoconsommation individuelle) ;
  3. **la révision du TURPE spécifique** - la variante étudiée consiste à appliquer des coefficients sur les flux alloproduits identiques à ceux du TURPE classique, et les coefficients actuellement définis par la CRE sur les flux autoproduits.

## Vos contacts

---



**Charlotte de LORGERIL**

Associate Partner

Mail : [charlotte.delorgeril@sia-partners.com](mailto:charlotte.delorgeril@sia-partners.com)

Tel : +33 6 24 73 18 34

 @cdelorgeril



**Ségolène FORESTIER**

Project Manager

Mail : [segolene.forestier@sia-partners.com](mailto:segolene.forestier@sia-partners.com)

Tel : +33 6 64 36 45 13



**Hélène QUILLIEN**

Consultante senior

Mail : [helene.quillien@sia-partners.com](mailto:helene.quillien@sia-partners.com)



**Site dédié aux études EnergyLab**

[www.energylab.sia-partners.com](http://www.energylab.sia-partners.com)

 @SiaEnergie



**Baptiste GUICHARD**

Consultant

Mail : [baptiste.guichard@sia-partners.com](mailto:baptiste.guichard@sia-partners.com)



**Louis-Emmanuel TAILHADES**

Consultant

Mail : [louis.tailhades@sia-partners.com](mailto:louis.tailhades@sia-partners.com)



*Pioneer of Consulting 4.0*

Sia Partners is a next generation consulting firm focused on delivering superior value and tangible results to its clients as they navigate the digital revolution. Our global footprint and our expertise in more than 30 sectors and services allow us to enhance our clients' businesses worldwide. We guide their projects and initiatives in strategy, business transformation, IT & digital strategy, and Data Science. As the pioneer of Consulting 4.0, we develop consulting bots and integrate AI in our solutions.

Follow us on **LinkedIn** and **Twitter @SiaPartners**

For more information, visit:

[www.sia-partners.com](http://www.sia-partners.com)

Abu Dhabi  
Amsterdam  
Brussels  
Casablanca  
Charlotte  
Denver  
Doha  
Dubai  
Frankfurt  
Hamburg  
Hong Kong  
Houston  
London  
Luxembourg  
Lyon  
Milan  
Montreal  
New York  
Paris  
Riyadh  
Rome  
Seattle  
Singapore  
Tokyo

