



**HAL**  
open science

## Le développement de l'autoconsommation et des communautés renouvelables ou citoyennes pourrait réinterroger le modèle énergétique français.

Didier Laffaille, Gilles Debizet

### ► To cite this version:

Didier Laffaille, Gilles Debizet. Le développement de l'autoconsommation et des communautés renouvelables ou citoyennes pourrait réinterroger le modèle énergétique français.. Flux - Cahiers scientifiques internationaux Réseaux et territoires, 2021, Communautés énergétiques locales, coopératives citoyennes et autoconsommation collective: formes et trajectoires en France, N° 126 (4), pp.71-76. 10.3917/flux1.126.0071 . hal-03628709

**HAL Id: hal-03628709**

**<https://hal.science/hal-03628709v1>**

Submitted on 26 Apr 2022

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Entretien

Etat des lieux et régulation de l'autoconsommation collective en France

Didier Laffaille (CRE), réalisé par Gilles Debizet

*Didier Laffaille est secrétaire général du Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) depuis 2018. Il dirigeait auparavant son Département technique après avoir exercé dans l'industrie des réseaux électriques. Instaurée à la suite de la libéralisation de la production et de la fourniture de gaz et d'électricité, la CRE veille au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité en France au bénéfice des consommateurs et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique nationale. Elle est une autorité administrative indépendante : les membres du collège sont nommés par le président de la République, les présidents du Sénat et de l'Assemblée nationale ou par le premier ministre.*

*Flux : Par vos fonctions à la CRE, vous êtes témoin des enjeux et des débats autour des réseaux de gaz et d'électricité et plus généralement de l'énergie en France. Après la libéralisation du secteur de l'énergie, le législateur et le gouvernement ont fixé des objectifs de déploiement des énergies renouvelables qui prend principalement la forme de grands parcs au sol ou off-shore et d'installations photovoltaïques sur bâtiment qu'elles soient dans une perspective d'injection dans le réseau ou d'autoconsommation. Comment l'État – dans la diversité de ses institutions – contribue-t-il à ces déploiements ?*

En stimulant l'investissement notamment dans la filière photovoltaïque, l'autoconsommation peut contribuer au déploiement des énergies renouvelables en France et s'inscrit, à ce titre, pleinement dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui fixe un objectif de 200 000 sites photovoltaïques en autoconsommation en 2023. C'est dans ce cadre que des modalités de soutien direct et indirect à la filière ont été mises en place depuis 2017.

Cependant, le soutien à l'autoconsommation ne doit pas freiner le développement de grandes centrales solaires au sol qui contribuent très majoritairement, et à moindre coût, aux objectifs de développement des énergies renouvelables. Le soutien à l'autoconsommation doit être étudié dans le cadre plus global du soutien à la filière photovoltaïque. Une attention particulière doit ainsi être portée à l'articulation entre les dispositifs de soutien à l'autoconsommation (production consommée localement) et à la vente en totalité (production seule injectée sur le réseau). Par ailleurs, eu égard à la variabilité des coûts d'investissement et d'exploitation en fonction de la taille et du territoire d'implantation de l'installation de production et à la multiplicité des modèles d'affaires des opérations d'autoconsommation (individuelle ou collective), les dispositifs de soutien doivent être adaptés à chaque situation.

Enfin, si le niveau de ces dispositifs de soutien doit permettre de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation des installations de production et d'assurer une rémunération raisonnable à l'investisseur, ce niveau doit s'entendre tous dispositifs confondus, qu'ils soient directs (tarifs d'achats, appels d'offres) ou indirects (exonérations de taxe et de contribution). Les soutiens directs sont à privilégier dès lors qu'ils permettent, notamment, un pilotage plus efficace du rythme de développement des installations.

C'est dans ce cadre que la CRE a considéré, le 17 juin 2021, que le soutien direct à l'autoconsommation pour les installations de plus de 500 kW n'était plus justifié, car la filière est d'ores et déjà rentable sans soutien spécifique. Elle a ainsi recommandé d'ouvrir la

possibilité aux installations autoconsommant une partie de leur production de candidater aux appels d'offres classiques.

*Flux : Depuis quelques années, les collectivités territoriales sont invitées à s'impliquer dans la transition énergétique. Se pose la question de leur rôle dans l'organisation des réseaux. Comment concilier leur implication avec le bon fonctionnement des marchés nationaux et européens de l'énergie ? Des évolutions se dessinent-elles ?*

Trois sujets apparaissent d'ores et déjà fondamentaux dans la réflexion à mener : la conciliation des mécanismes de solidarité nationale, un des fondements du modèle énergétique français, avec le développement de l'autoconsommation, le développement de signaux économiques permettant un développement optimal de cette pratique et l'accompagnement des projets d'autoconsommation.

Dans le modèle énergétique français, une priorité a été donnée aux valeurs de solidarité entre utilisateurs des réseaux et entre territoires, incarnées par les principes de péréquation (les tarifs de fourniture et de réseau sont indépendants de la localisation sur le territoire national du site de soutirage) et de timbre-poste (les tarifs d'accès aux réseaux sont indépendants de la distance entre le site de production et le site de soutirage).

En conséquence, le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) ne dépend pas de la localisation d'une installation, et les fournisseurs doivent proposer des grilles tarifaires identiques sur l'ensemble du territoire national.

Les offres de fourniture d'électricité ne prennent pas en compte la dimension spatiale des flux. Or l'autoconsommation est par essence un phénomène localisé. Prendre en compte l'autoconsommation individuelle ou collective dans les tarifs de réseau pourrait donc amener à mettre en cause le sens à donner aux principes de péréquation et de timbre-poste. La question est donc de savoir comment concilier le développement de l'autoconsommation et le maintien d'une solidarité nationale.

Par ailleurs, avec le développement de la production décentralisée (en autoconsommation avec injection sur le réseau ou en production seule injectée sur le réseau), le volume des flux montants des réseaux de distribution vers le réseau de transport augmente. La question d'une tarification de ces flux se pose donc afin de couvrir les coûts qu'ils peuvent générer.

Dans le cadre actuel, l'autoconsommation individuelle pour les moyens de production de faible puissance est soutenue, en plus du dispositif de soutien direct, grâce à une exonération de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) et des taxes locales pour l'énergie autoconsommée, qui n'est pas non plus assujettie à la TVA. Ces taxes et contributions représentent de l'ordre de 30 % de la facture d'électricité d'un consommateur classique. L'exonération sur la partie autoconsommée contribue donc à la compétitivité de l'autoconsommation par rapport à l'achat d'électricité auprès d'un fournisseur. Cependant, si l'autoconsommation individuelle se développe à grande échelle, ce mécanisme pourrait conduire à :

- une réduction de l'assiette de la CSPE, et donc à terme, à un transfert économique des charges des auto-consommateurs vers l'ensemble des contribuables ;
- à une diminution des recettes perçues par les collectivités territoriales, faisant peser un risque de soutenabilité financière, en raison notamment d'assiettes plus réduites des taxes locales.

Un développement important de l'autoconsommation, sans modification du cadre fiscal en vigueur, pourrait ainsi avoir des impacts économiques non négligeables. Il convient donc de

s'interroger sur d'éventuelles modifications à apporter aux mécanismes fiscaux au regard du soutien que la collectivité souhaite apporter à l'autoconsommation.

Par ailleurs, la CSPE, conçue initialement comme une contribution versée sur l'énergie consommée, devient, du fait de cette exonération, une contribution versée au *prorata* de l'électricité soutirée du réseau. Or, ce signal économique sur l'utilisation des réseaux est déjà porté par le TURPE qui intègre une composante *énergie* versée aussi au *prorata* de l'électricité soutirée du réseau.

*Flux : Des collectivités et l'ADEME promeuvent l'approche système énergétique territorial qui consiste à organiser – voire optimiser – les différents flux énergétiques à une échelle locale. Cette approche suppose une coordination locale entre gestionnaires de réseaux et en relation avec des producteurs existants et potentiels. Le Comité Prospective que vous animez s'est intéressé aux vecteurs peu régulés par l'échelon national tels que la biomasse et la chaleur. Pourquoi ? Quel crédit les différents acteurs de l'énergie accordent-ils à l'approche système énergétique territorial ? À quelles conditions pourrait-elle s'articuler avec la gestion transcalaire du réseau du gaz et avec celle du réseau électrique ? Différents scénarios ont-ils été envisagés par le Comité Prospective ?*

On observe aujourd'hui une volonté accrue des consommateurs de devenir, en même temps, utilisateurs actifs des réseaux (consomm'acteurs). Cette volonté cumulée aux progrès technologiques constitue un terrain favorable au développement à l'appropriation citoyenne et territoriale de la question énergétique. Par exemple avec l'autoconsommation qui modifie radicalement le rapport du consommateur avec le monde de l'énergie. De nombreuses technologies de micro-réseaux intelligents, appelées aussi *smart microgrids* participent directement à l'essor de ces nouveaux comportements. On peut ainsi citer les systèmes de mesure ou de prévision de la production d'énergie renouvelable, les systèmes de contrôle-commande ou d'automatisme, les dispositifs de stockage d'énergie, ou encore les compteurs évolués de type Linky ou Gazpar.

Les *microgrids* sont ainsi devenus, avec la transition énergétique et l'évolution du cadre réglementaire, un vecteur de développement de la production décentralisée d'énergie. Le développement de l'autoconsommation, des communautés locales d'énergie renouvelable et citoyenne et de l'appétence des consommateurs pour les circuits courts explique grandement le regain d'intérêt des collectivités pour ces *microgrids*.

De manière générale, le système électrique bénéficierait très certainement du développement d'une vision multi-énergies qui permettrait de limiter les contraintes sur les réseaux et les investissements liés à leur renforcement. Ainsi la stratégie d'investissement des opérateurs des réseaux électriques devra prendre en compte les besoins et les ressources des territoires et l'évolution des usages, notamment l'autoconsommation et le développement de la mobilité électrique, autant de facteurs influençant les flux et incitant au développement des couplages, de sorte à favoriser la collaboration entre les différents opérateurs d'infrastructures (électricité, gaz, chaleur, froid) et les collectivités territoriales.

C'est dans ce cadre que le Comité de prospective de la CRE s'est interrogé sur les opportunités de synergies entre les grands réseaux énergétiques en cœur de ville, pour accompagner l'accélération de la transition énergétique. Sa réflexion a été guidée par deux questions : comment mobiliser les différents réseaux de distribution d'énergie pour accompagner la transition énergétique au niveau des territoires ? Comment, dans ce cadre, garantir l'optimum

national incarné par la péréquation tarifaire ? Les conclusions des travaux ont été présentées lors d'une restitution publique qui s'est tenue le 29 juin 2021<sup>1</sup>.

*Flux : Introduite en 2015 par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'autoconsommation collective d'électricité a fait l'objet de décrets d'application. Il est désormais possible d'affecter une production locale à un ensemble délimité d'abonnés du réseau électrique. Une cinquantaine de collectifs d'autoconsommation sont actifs en France et plusieurs dizaines de demandes déposées sont en cours d'instruction par Enedis. Quels enseignements tirez-vous de ce dispositif ?*

La délibération de la CRE du 7 juin 2018 sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 5 HTA-BT) a accompagné le développement des opérations d'autoconsommation individuelle et collective.

Lorsque les règles ont été mises en œuvre, moins de 14 000 auto-consommateurs individuels étaient raccordés aux réseaux publics de distribution et aucune opération d'autoconsommation collective n'était en activité. La CRE avait ainsi indiqué qu'elle réaliserait un retour d'expérience de ces dispositions, dans le cadre des travaux d'élaboration du prochain tarif (TURPE 6 HTA-BT).

À ce jour, plus de 100 000 auto-consommateurs individuels sont raccordés aux réseaux gérés par Enedis. Enedis dénombre, par ailleurs et à fin mars 2021, 50 opérations d'autoconsommation collective actives, regroupant 676 participants, dont la majorité sont portées par des communes et bailleurs HLM, le cas échéant par l'intermédiaire d'une association loi 1901. Enedis a pu effectuer, à la demande de la CRE, un retour d'expérience sur ces opérations. Bien que la profondeur d'historique à disposition soit encore limitée, des premières conclusions ont ainsi pu en être tirées et ont été présentées dans la consultation publique de la CRE d'octobre 2020.

Dans son retour d'expérience, la CRE a constaté que l'autoconsommation était un phénomène encore récent et en plein développement. Le nombre de clients d'Enedis concernés augmente fortement chaque année, et les moyens devant être mis en œuvre par Enedis pour leur gestion évoluent en conséquence (gestion manuelle des clients par des équipes dédiées, choix de développement de système d'informations [SI] plus ou moins lourds, etc.). La CRE a estimé à ce titre que les coûts supportés aujourd'hui par Enedis pour la gestion des auto-consommateurs individuels ou participant à des opérations d'autoconsommation collective n'étaient pas représentatifs des coûts futurs, difficilement prévisibles. En effet, un plus grand nombre d'auto-consommateurs individuels ou de participants à des opérations d'autoconsommation collective nécessitera par exemple des développements SI beaucoup plus lourds, mais permettra également une rationalisation du traitement de ces clients, entraînant une baisse du coût unitaire de gestion de ces derniers.

C'est pourquoi la CRE a décidé de maintenir à ce stade le niveau des composantes de gestion des auto-consommateurs individuels et de ceux participant à des opérations d'autoconsommation collective, visées à l'article L. 315-2 du Code de l'énergie, qu'elles soient circonscrites à un même bâtiment ou étendues, y compris pour les opérations dont l'ensemble des participants ne se situent pas à l'aval d'un même poste de transformation HTA/BT.

La composante de soutirage optionnelle, introduite par la délibération de la CRE du 7 juin 2018, est une option à 8 index, qui permet aux opérations d'autoconsommation collective dont

---

1 Retrouver sur le site Internet du Comité de prospective le rapport du Groupe de travail n° 2 sur la « Transition énergétique dans les territoires : nouvelles villes, nouveaux » accessible à partir du lien suivant : <https://zoom.us/j/92410528416?pwd=N2sxbXlmOVIFbnNKejM2Vm5JWG9wUT09>

l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT de tirer parti de la distinction entre soutirages auto-produits (correspondant à l'énergie générée par les installations de production faisant partie de l'opération) et soutirages allo-produits (correspondant à la différence entre la consommation et la production affectée à l'utilisateur de l'opération).

Un tel tarif permet en effet de réduire le tarif payé par les participants aux opérations d'autoconsommation collective qui sont capables de maximiser leur autoproduction aux heures critiques pour les réseaux tout en diminuant leurs soutirages allo-produits en général et *a fortiori* aux heures critiques<sup>2</sup>. Cependant, depuis la mise en œuvre de cette option tarifaire, très peu de participants à une opération d'autoconsommation collective en ont demandé la souscription.

Enedis a donc analysé les courbes de charges de 160 consommateurs en autoconsommation collective sur une période d'un an. Pour chacun d'eux, Enedis a reconstitué les volumes auto-produits et allo-produits, a calculé la facture de TURPE que ces consommateurs auraient payée s'ils avaient souscrit l'option tarifaire spécifique et comparé cette facture avec la facture de ces mêmes consommateurs en ne considérant que les options classiques. Il ressort de cette étude que la souscription de l'option tarifaire autoconsommation collective est la plupart du temps préférable pour le client et lui permet de diminuer sa facture par rapport aux options *classiques* avec ou sans différenciation temporelle : 77 % des sites gagneraient à souscrire un tarif spécifique autoconsommation collective ; le gain moyen est de 16 €<sub>HT</sub> par an pour les sites qui auraient intérêt à souscrire cette option, soit de 7 % en moyenne. La majorité des participants à ces opérations auraient rétrospectivement eu intérêt à souscrire cette option.

La raison de la non-souscription de cette option ne semble donc pas seulement économique. Une explication pourrait être que, dans le cadre du contrat unique, la souscription de l'option tarifaire est déléguée par le consommateur à son fournisseur. Ceci nécessite que le fournisseur du complément d'électricité consommée par le client soit équipé de SI le permettant, ce qui n'est souvent pas le cas à ce jour dans la mesure où l'autoconsommation collective concerne encore un nombre réduit de consommateurs.

L'intérêt économique à souscrire l'option spécifique devra d'ailleurs croître une fois que les options à 4 plages temporelles seront généralisées (heures pleines/heures creuses ; saison haute/saison basse) : en effet, l'option autoconsommation collective n'étant disponible qu'en version à 4 plages temporelles, les participants au profil de consommation le plus saisonnalisé, notamment avec du chauffage électrique, peuvent aujourd'hui être incités à arbitrer en faveur d'une offre non horo-saisonalisée, indépendamment de leur taux d'autoconsommation.

Cette étude confirme également le caractère incitatif de ce tarif : plus le taux d'autoconsommation des participants est élevé, plus le bénéfice apporté par l'option autoconsommation collective augmente.

Enfin, la composante de soutirage du TURPE ne peut être proposée qu'aux participants à des opérations d'autoconsommation collective, qu'elles soient dites étendues ou non, dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT<sup>3</sup>. En effet, le reflet par cette option des économies de réseau repose sur la distinction des contributions aux coûts des ouvrages de réseaux des différents domaines de tension, et n'est pas

---

<sup>2</sup> Par exemple, le coefficient pondérateur de l'énergie soutirée du réseau pour un consommateur qui dispose d'un tarif en basse tension avec une puissance souscrite  $\leq 36$  kVA, est, lorsque les flux sont allo-produits, de 6,21 c€/kWh lors des heures pleines de haute saison (hiver) et de 3,98 c€/MWh lors des heures creuses de haute saison. Consommer l'électricité produite localement en haute saison permet donc de diminuer la facture du client.

<sup>3</sup> Poste électrique de distribution publique disposant d'un transformateur entre le réseau à moyenne tension (généralement 20 kV – HTA) et le réseau à basse tension (généralement 400 V – BT).

pertinente si les flux auto-produits sont amenés à transiter par les réseaux HTA. En effet, les flux d'électricité sont historiquement descendants, de la très haute tension à la basse tension, ce que reflète le TURPE actuel. Le transit des flux auto-produits sur les réseaux HTA, voire supérieur en HTB, reviendrait à supprimer toutes les économies de réseau inhérentes à l'autoconsommation collective.

*Flux : D'une certaine façon, l'autoconsommation collective d'électricité constitue de facto une forme juridique de communauté énergétique. Traduction de energy community, cette expression a pris une place croissante dans les discours et les visions du futur en France comme en Europe, à tel point qu'une directive européenne invite à la définir dans la réglementation française. Des recherches en sciences sociales s'accordent sur l'appétence de citoyens et de collectifs d'habitants – voire d'entreprises – d'un territoire à reprendre en main collectivement leur dessein énergétique, et ce faisant, à se reconnaître comme membre d'une communauté énergétique dont le périmètre est local voire micro-local. Quelles limites posent aujourd'hui la réglementation et la régulation nationales de l'électricité à la concrétisation des démarches de communautés énergétiques ? Pour quelles raisons ? Quelles pourraient être les évolutions dans les prochaines années ?*

L'autoconsommation constitue un phénomène encore marginal à l'échelle française : elle concerne, selon Enedis, environ 109 632 installations et ne représente que 625 MW sur les 31,1 GW de capacités raccordées au réseau de distribution à la fin du premier trimestre 2021. Elle connaît pour autant une dynamique forte : les installations en autoconsommation totale ou partielle représentent 90 % des demandes de raccordements d'installations photovoltaïques en 2020. Cette dynamique pourrait par ailleurs perdurer voire être annonciatrice d'un développement à grande échelle : dans son schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié en 2019, RTE identifie pour l'autoconsommation un gisement technico-économique s'élevant à 40 GW à l'horizon 2035.

Bien qu'il n'y ait aujourd'hui pas de visibilité sur la viabilité à terme d'un modèle économique de l'autoconsommation individuelle ou collective, le développement de l'autoconsommation est aujourd'hui tiré à la fois :

- par les progrès technologiques qui accroissent la rentabilité de l'autoconsommation (baisse des coûts des panneaux photovoltaïques et de leur installation, augmentation de leur performance, outils de pilotage de la consommation, etc.) ;
- par la volonté croissante, mais difficilement quantifiable, des utilisateurs de devenir responsables de leur consommation. Cette volonté se traduit principalement par une démarche favorisant la production locale, les circuits courts, en essayant de piloter et d'éventuellement réduire sa consommation. L'autoconsommation peut, par ailleurs, être considérée comme une manière de se prémunir d'un risque d'augmentation du prix de l'électricité ;
- par la volonté d'autonomie politique et économique vis-à-vis des grandes institutions (telles qu'EDF ou Engie), avec un amalgame fait de l'autoproduction et de l'autoconsommation comme porte de sortie à la mondialisation ;
- par la transition environnementale qui est collée au discours anti-nucléaire, considéré à tort comme une énergie carbonée par de nombreuses personnes. Ces opérations sont considérées comme capables de réaliser une sortie du nucléaire ;
- par le désir ou l'idée de partage et la volonté d'organiser des solidarités locales par l'énergie (conscience d'appartenir à une communauté).

La recherche d'une plus grande autonomie que traduit l'autoconsommation n'est toutefois pas associée à une autosuffisance totale vis-à-vis du réseau, voire à une autarcie. L'autosuffisance énergétique, dans presque tous les cas, ne signifie pas l'indépendance énergétique, mais une

indépendance économique. En effet, au moins en France, les auto-consommateurs ont besoin d'une garantie d'accès au réseau et d'un contrat avec un fournisseur pour leur fournir l'énergie consommée en complément de leur production locale, ne serait-ce qu'en cas de défaillance de leur installation de production.

Du point de vue du système électrique, l'autoconsommation apporte des bénéfices lorsqu'il est moins coûteux de produire localement que de produire de manière centralisée puis d'acheminer l'électricité, ainsi que lorsque les efforts de l'auto-consommateur pour synchroniser sa consommation et sa production conduisent à moins utiliser le réseau dans les périodes où il est chargé. Il importe, de ce point de vue, de distinguer la *parité réseau* de la *parité système*, ou *parité à la prise* : celle-ci est atteinte lorsque le coût de production locale est inférieur à la somme du coût de production par des moyens de production centralisée et du coût d'acheminement de l'électricité. Si pour une installation d'autoconsommation donnée, la parité réseau est atteinte, mais pas la parité système, alors l'auto-consommateur réalise un gain à son périmètre (notamment sur les taxes assises sur l'énergie consommée évitées), mais génère dans le même temps un surcoût pour l'ensemble du système électrique.

Si l'autoconsommation est bénéfique pour le système électrique en ce qu'elle contribue à l'atteinte des objectifs de pénétration des énergies renouvelables fixés par la PPE, les bénéfices ou les coûts qu'elle génère pour les réseaux sont à ce jour difficilement quantifiables.

En conclusion, le développement de l'autoconsommation et des communautés renouvelables ou citoyennes pourrait par certains aspects, venir réinterroger le modèle énergétique français, incarné par les principes du timbre-poste et de péréquation tarifaire.

*Flux : Pouvez-vous qualifier en quelques mots le système énergétique de 2040 qui vous ferait rêver ?*

« Papa, nous partons découvrir le Sud de l'Italie et tu récupères tes petits enfants demain à l'aéroport de Toulouse-Blagnac. Ils arrivent par le vol AF6124 avec le nouvel Airbus A320H2. Pendant notre absence, je t'ai déjà affecté la totalité de notre production photovoltaïque sur ton point de livraison. En cas de surplus, tu pourras toujours donner cette énergie non-consommée à ta voisine. Grâce à l'itinérance partout en Europe, nous conservons notre fournisseur d'électricité pendant toute la semaine de congés... une aubaine quand je vois les prix de l'électricité qui se sont envolés pour les vacances ! ».