

L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque

Olivier Rebenaque

L'autoconsommation photovoltaïque (PV) est un phénomène qui s'est développé depuis quelques années en Europe suite à la baisse importante des coûts de production. La rentabilité de l'autoconsommation dépend également de la structure du tarif de réseau. Actuellement, ce tarif est basé principalement sur l'énergie soutirée sans différenciation temporelle. Or, ce type de tarif ne reflète pas les coûts des gestionnaires de réseau d'électricité qui sont essentiellement fixes à court et moyen terme. La baisse des recettes induite par l'autoconsommation engendre un déficit pour les gestionnaires de réseau qui doit être recouvert par une hausse du tarif réseau. Cet effet entraîne des subventions croisées des consommateurs standards vers les autoconsommateurs.

L'objectif de cette thèse est de répondre à cette problématique en se focalisant sur les politiques de soutien à l'autoconsommation et la tarification des réseaux. Dans le premier chapitre, une analyse des politiques de soutien en Europe a été réalisée. Cette étude montre que les coûts indirects des politiques de soutien ont été négligés. Face à cette situation, les gouvernements ont décidé de mettre en place des mesures pour limiter les subventions croisées telles que la mise en place d'une contribution au financement des coûts réseau pour les autoconsommateurs ou l'augmentation de la part fixe du tarif réseau.

Dans le chapitre 2, une estimation des subventions croisées en France entre 2017 et

2021 a été réalisée. Cette estimation repose sur le calcul des volumes d'autoconsommation agrégés à la maille nationale à partir de la reconstitution des courbes de charge de différents profils de consommateurs. Les résultats montrent que les subventions croisées seront faibles à court terme. Une augmentation de la part puissance du tarif réseau aura pour effet de diminuer les revenus des autoconsommateurs, car la pointe de consommation ne correspond pas à une période de production PV.

Face à cette problématique, le chapitre 3 étudie la synergie entre la tarification des réseaux et la politique de soutien à l'autoconsommation. Un modèle de simulation a été développé pour déterminer la rentabilité d'une installation PV couplée avec une batterie sous différents tarifs. Les résultats montrent que l'installation d'une batterie permet de répondre aux signaux prix sauf dans le cas d'un tarif à la puissance. La pointe de consommation diminue seulement de 1,3 kW au maximum pour les profils étudiés, ce qui est insuffisant pour générer des revenus permettant de couvrir les coûts de la batterie. Une prime très élevée est nécessaire pour inciter à l'adoption d'une batterie. Mettre en place une telle politique de soutien engendrerait des coûts plus importants pour les contribuables comparés au mécanisme de subvention actuel.

Néanmoins, le stockage par batterie pourrait générer des revenus supplémentaires s'il permettait de rendre des services au système.

Suivant cette logique, le chapitre 4 estime les gains liés à l'effacement de consommation avec l'installation d'une batterie. Un modèle d'optimisation de la charge de la batterie a été développé dont l'objectif est la maximisation des revenus issus de l'effacement. Néanmoins, les revenus générés par l'effacement sont encore trop faibles pour couvrir les coûts de la

batterie. Une prime à l'effacement remplaçant les *feed-in tariffs* serait moins coûteuse pour la collectivité, mais les revenus seraient toujours inférieurs à ceux générés par la politique de subvention actuelle.

Laboratoire d'accueil :

Cette thèse a été réalisée au sein de la Chaire Économie du Climat (CEC) dont le programme de recherche porte sur l'économie du changement climatique et la transition énergétique. Elle a construit une relation privilégiée avec le LEDA-CGEMP de l'Université Paris-Dauphine, le laboratoire EconomiX de l'Université Paris-Nanterre, et le laboratoire d'économie forestière (INRA). La CEC est soutenue par de nombreux acteurs dont Enedis qui a eu un rôle majeur dans le financement de cette thèse.

Les publications de la CEC sont disponibles sur son site : <https://www.chaireconomieduclimat.org/publications/>.



Cette thèse a également été conduite au sein du laboratoire d'économie appliquée de Grenoble (GAEL) sous la direction de Cédric Clastres. GAEL est une unité mixte de recherche entre le CNRS, INRAE, l'université Grenoble-Alpes et Grenoble-INP. Les recherches de GAEL portent principalement sur les questions d'innovation et de consommation durables, en particulier dans les secteurs énergétiques et agro-industriels.

Les publications de GAEL sont disponibles sur son site : <https://gael.univ-grenoble-alpes.fr/publications-0>.



Soutenance de la thèse : La thèse a été soutenue le 6 juillet 2020 par visio-conférence. Le jury était composé de Patrice Geoffron (Professeur à l'Université Paris Dauphine, rapporteur), Daniel Llerena (Professeur à l'Université de Grenoble-Alpes, examinateur), Jacques Percebois (Professeur émérite à l'Université de Montpellier, examinateur), Yannick Perez (Professeur à CentraleSupélec, président de jury), Boris Solier (Maître de conférences à l'Université de Montpellier, examinateur), Carine Staropoli (Maître de conférences HDR à l'Université Paris 1, rapporteur), Cédric Clastres (Maître de conférences HDR à l'université Grenoble-Alpes, directeur de thèse).

Un résumé de la thèse est disponible sur : <http://www.theses.fr/s191325>.

Et après la thèse ? Olivier Rebenaque est actuellement en post-doctorat à l'université Paris-Dauphine, dont une partie des travaux est centrée sur les marchés locaux de l'énergie.