

Monographie n°8 sur le consommateur dans la transition énergétique

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

Synthèse

- 1. La participation croissante des consommateurs – particuliers comme professionnels – à la production d'électricité (et à l'équilibrage du système électrique) est une tendance de fond dans les pays développés et en particulier en Europe, qui peut prendre diverses formes : autoconsommation, Power Purchase Agreements (PPAs), ou financement participatif.**

Si l'autoconsommation est encore émergente en France, c'est une tendance déjà forte dans de nombreux pays développés (en particulier l'autoconsommation résidentielle), et qui devrait prendre de l'ampleur partout dans le monde.

L'Europe et l'Asie-Pacifique (en particulier Australie et Japon) sont les marchés les plus matures sur le segment du PV résidentiel et de l'autoconsommation, avec ~80% de la capacité mondiale installée en solaire PV résidentiel¹, qui s'élevait à ~42 GW fin 2016 (y compris non autoconsommateurs). L'Allemagne est le plus gros marché européen pour l'autoconsommation, avec ~8 GW de capacité installée dans 1,5 millions de foyers, tous autoconsommateurs. Cette évolution est portée par un contexte de baisse des coûts du solaire PV (et plus récemment du stockage), parfois couplée à une hausse des prix de détail de l'électricité pouvant être due à la fiscalité. Cela amène un nombre croissant de pays à la parité réseau (lorsque le coût de la production PV devient moins élevé que les prix de détails de l'électricité de réseau), incitant les propriétaires de panneaux solaires à autoconsommer leur production. L'autoconsommation a aussi une valeur assurantielle contre une hausse future des prix de l'électricité anticipée par certains. Le « retard » de la France sur le sujet s'explique par le contexte national de prix de l'électricité de détail relativement bas. Par ailleurs certains pays présentent des drivers spécifiques, comme l'Australie où le développement des batteries et de l'autoconsommation est aussi porté par un réseau défaillant ou inexistant dans les zones reculées, et donc une recherche d'autonomie énergétique.

Le développement de l'autoconsommation soulève une problématique de juste reflet des coûts évités ou engendrés par l'autoconsommateur, liée notamment à la structure des tarifs d'accès aux réseaux et/ou des tarifs de vente et aux modalités de taxation. Il s'agit de trouver la meilleure façon de concilier le soutien à l'autoconsommation et les principes d'équité et de solidarité nationale.

Malgré cela, les cadres réglementaires restent favorables à l'autoconsommation dans la majorité des pays concernés : le phénomène devrait donc continuer à se développer dans les pays précurseurs mais également prendre de l'ampleur dans le reste du monde, de plus en plus de pays arrivant à la parité réseau pour les systèmes PV voire PV+stockage. La capacité mondiale installée en systèmes PV résidentiels pourrait presque doubler d'ici 2020 pour atteindre ~80 GW. En France, où le cadre réglementaire a récemment évolué pour encourager l'autoconsommation individuelle résidentielle, d'après RTE, la capacité PV installée à des fins d'autoconsommation résidentielle pourrait atteindre 9 à 13 GW en 2035 (vs moins de 0,1 GW à fin 2016) représentant ~3,5 à 5 millions de foyers autoconsommateurs.

¹ L'autoconsommation est également liée au secteur tertiaire, par exemple en France des projets se développent sur le segment du grand commerce alimentaire (concomitance de la production PV et des besoins en climatisation et froid en été). Cependant nous aborderons ici principalement l'autoconsommation résidentielle

Les *corporate Power Purchase Agreements* (PPA) ENR sont en développement sur le segment des très grandes entreprises ayant des enjeux d'image importants, tout en restant limités en termes de capacité concernée ; ils devraient croître à l'avenir, portés par la visibilité moyen/long-terme qu'ils apportent en termes de prix de détail et surtout par l'appétence de nos sociétés pour les énergies vertes.

Un PPA est un contrat long-terme par lequel une entreprise ou entité accepte d'acheter de l'électricité directement à un producteur d'énergie. Ce type de contrat apporte une visibilité aux deux parties, et une sécurité financière aux producteurs et aux développeurs (les *corporate PPA* contractualisés récemment portant en général sur des périodes de 10 à 20 ans), facilitant ainsi le financement de nouvelles capacités de production renouvelable. Les *corporate PPA* présentent l'avantage d'accélérer le développement des ENR sans faire appel à des subventions publiques. **Ils peuvent donc participer, avec la baisse des coûts des ENR, à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de CO2 au moindre coût pour les finances publiques.**

Historiquement utilisés par les utilities ou entités publiques, les PPAs pour des entreprises (« *corporate PPAs* ») se sont fortement développés ces dernières années sur le segment des énergies renouvelables, atteignant ~18 GW de capacité contractualisée au niveau mondial en 2016. Ce développement s'est concentré aux Etats-Unis entre 2008 et 2015. A fin 2016, plus de 60% de la capacité contractualisée par des « *corporate PPAs* » se situe aux Etats-Unis, dans le cadre de contrats passés entre des très grandes entreprises (type GAFA) et des producteurs ENR.

Ce phénomène a émergé plus récemment en Europe, porté par les mêmes enjeux et les mêmes acteurs (Google, Amazon, Microsoft ...), dans les pays où les cadres réglementaires et mécanismes de soutien aux ENR sont favorables aux PPA (notamment dans les pays nordiques, où le soutien aux ENR passe par un marché des certificats d'origine). En France, aucun *PPA* n'a été signé à ce jour, les entreprises françaises du RE100² choisissant de se fournir en électricité 100% auprès de fournisseurs agréés.

Le principal moteur du développement des PPAs est aujourd'hui l'enjeu d'image (et d'empreinte carbone), plus que le rationnel économique de ces contrats. Le développement est d'ailleurs porté exclusivement par les très grandes entreprises multinationales qui ont de fortes pressions quant à leurs engagements en faveur de l'environnement.

Dans ce contexte, compte tenu des ambitions environnementales croissantes des grandes entreprises, les perspectives de développement sont fortes sur le segment des RE 100 et le phénomène devrait continuer à croître (de même que les autres mécanismes de verdissement de la consommation pour les entreprises, comme l'achat de garanties d'origine – mécanisme aujourd'hui majoritaire parmi le RE100 – et les offres vertes de fournisseurs).

On assiste aujourd'hui, en particulier en Europe, à l'émergence de schémas alternatifs de développement des ENR, impliquant deux formes de financement participatif : les coopératives ENR, ancrées sur les acteurs locaux et vecteurs d'acceptabilité de la transition énergétique, et les plateformes de financement participatif (ou *crowdfunding*), qui permettent aux particuliers d'investir dans des projets ENR.

Le développement de ces modèles répond à de nouvelles dynamiques, comme l'intérêt croissant des

² Regroupement mondial d'entreprises s'étant engagées à atteindre un approvisionnement en énergie 100% renouvelable

particuliers pour un investissement social, solidaire et/ou local, et la réappropriation des questions énergétiques par les collectivités. A l'heure actuelle, les financements participatifs sont principalement développés en Europe sous deux formes :

- Les coopératives ENR, au nombre de quelques milliers en Europe et représentant plusieurs milliards d'euros d'investissements, qui reposent sur la participation au capital de projets ENR des acteurs locaux riverains du site dédié au projet. Elles se sont notamment développées en Allemagne et au Danemark³ et participent à l'acceptabilité sociale de la transition énergétique. Le rythme de leur développement a récemment connu un ralentissement avec la place croissante prise par les développeurs professionnels, l'augmentation de la taille des projets et le passage à des mécanismes d'appels d'offres. Les gouvernements cherchent désormais à les encourager, par des contraintes réglementaires imposant de proposer une part du capital des éoliennes aux riverains, ou par des conditions avantageuses de participation à certains appels d'offres renouvelables.
- Les plateformes de financement participatif ou « *crowdfunding* », permettant aux particuliers d'investir dans des projets de développement ENR de toute taille. Elles rencontrent le plus de succès au Royaume-Uni qui concentre 80% des capitaux investis par *crowdfunding*. Le montant exact de ces capitaux dans le domaine de l'énergie est difficile à évaluer, mais a été estimé à 11,5 M€ en France en 2016. Les investissements par financement participatif dans les toits solaires pourraient atteindre 5 Mds\$ au niveau mondial dans les 5 prochaines années.

Le financement participatif de la transition énergétique en France n'est à ce jour pas aussi avancé que dans ces 3 pays. Les développements à attendre sont néanmoins importants, les pays cherchant à faciliter le développement des participations citoyennes à la transition énergétique. C'est notamment le cas en France, où les appels d'offres photovoltaïques et éoliens apportent une prime aux projets incluant des financements participatifs.

2. La participation croissante des consommateurs au développement et au financement des ENR, ainsi que le succès des offres d'électricité 100% vertes commercialisées par les fournisseurs, démontrent un bon niveau d'acceptabilité et d'appropriation citoyennes de la transition énergétique ; l'impact de la transition énergétique sur les coûts de l'énergie et la facture des consommateurs présente néanmoins un risque de dégradation de cette acceptabilité, point sur lequel les pouvoirs publics doivent rester vigilants

Le développement de ces diverses formes de participation du consommateur – particulier et entreprises – à la production et au système énergétique en général témoigne d'une implication croissante des consommateurs dans la transition énergétique, et démontre que celle-ci bénéficie d'un bon niveau d'acceptabilité globale, malgré des oppositions locales fréquentes mais minoritaires à certains projets (notamment éoliens). Un autre témoin de la bonne appropriation globale par la société de la transition énergétique est le développement des « offres vertes », qui sont aujourd'hui proposées par la grande majorité des fournisseurs et font généralement l'objet de leurs campagnes marketing.

Néanmoins, en raison du coût de la transition énergétique et de son impact sur les factures des consommateurs, ce niveau d'acceptabilité ne doit pas nécessairement être considéré comme acquis. Dans les pays où la transition énergétique est la plus avancée, comme l'Allemagne, le développement rapide des renouvelables alors que leur coût était beaucoup plus élevé qu'aujourd'hui a fortement impacté la facture des consommateurs. Malgré cela, les sondages allemands montrent que la transition

³ où le fonctionnement en coopératives est plus fréquent également sur d'autres secteurs

énergétique en général continue à être soutenue et souhaitée par les citoyens, même si quelques débats émergent en lien avec la répartition du coût de la transition (exemptions de taxe EEG pour certains consommateurs). Par ailleurs, la décroissance soutenue du prix des technologies ENR devrait limiter cet effet dans les années à venir.

L'augmentation des tarifs d'utilisation des réseaux est une autre source de hausse de la facture des consommateurs, qui doit être surveillée dans les années à venir pour continuer à garantir l'acceptabilité de la transition énergétique. L'exemple allemand, où les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de 50 Hertz et TenneT ont fortement augmenté ces dernières années, démontre la nécessité d'une bonne coordination entre le développement des ENR et le développement des réseaux électriques, afin de limiter le coût lié au réseau de la transition énergétique.

SYNTHESE.....	2
I. UNE PARTICIPATION CROISSANTE DU CONSOMMATEUR A LA PRODUCTION D'ELECTRICITE	7
1) L'AUTOCONSOMMATION, UNE TENDANCE DE FOND QUI DEVRAIT PRENDRE DE L'AMPLEUR DANS LE MONDE A COURT ET MOYEN TERME.....	7
a) <i>Une tendance de fond dans les pays développés, portée par la baisse des coûts du PV/stockage et la hausse des prix de détail.....</i>	8
b) <i>Un phénomène nécessitant néanmoins une évolution de la tarification de l'énergie pour éviter les transferts de valeur entre consommateurs.....</i>	11
c) <i>Une croissance importante à anticiper à court et moyen terme</i>	13
2) LES CORPORATE POWER PURCHASE AGREEMENTS, UNE TENDANCE IMPORTANTE AU SEIN DES TRES GRANDES ENTREPRISES.....	16
a) <i>Une contractualisation à long terme entre producteur et consommateur apportant de la visibilité ...</i>	16
b) <i>Une tendance principalement développée en Amérique du Nord mais émergente également en Europe</i>	18
c) <i>Un développement porté par les très grandes entreprises, pour des raisons d'images plus que de rationnel économique.....</i>	20
3) LE FINANCEMENT PARTICIPATIF, SOUS FORME DE COOPERATIVES ENR ET DE « CROWDFUNDING »	22
a) <i>Les coopératives ENR, répandues en Europe, vecteurs d'acceptabilité de la transition énergétique ...</i>	23
b) <i>Le crowdfunding, un modèle facilitateur des projets ENR participatifs en plein essor.....</i>	24
II. UN BON NIVEAU D'ACCEPTABILITE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE, A SURVEILLER ET MAINTENIR CEPENDANT AVEC LA HAUSSE DES COUTS DE L'ENERGIE	25
1) L'APPROPRIATION PAR LA SOCIETE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE.....	25
2) UNE VIGILANCE NECESSAIRE SUR L'ACCEPTABILITE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE.....	26
III. ANNEXES	29
1) GLOSSAIRE	29
2) LISTE DES FIGURES.....	29
3) BIBLIOGRAPHIE	29

I. Une participation croissante du consommateur à la production d'électricité

1) L'autoconsommation, une tendance de fond qui devrait prendre de l'ampleur dans le monde à court et moyen terme

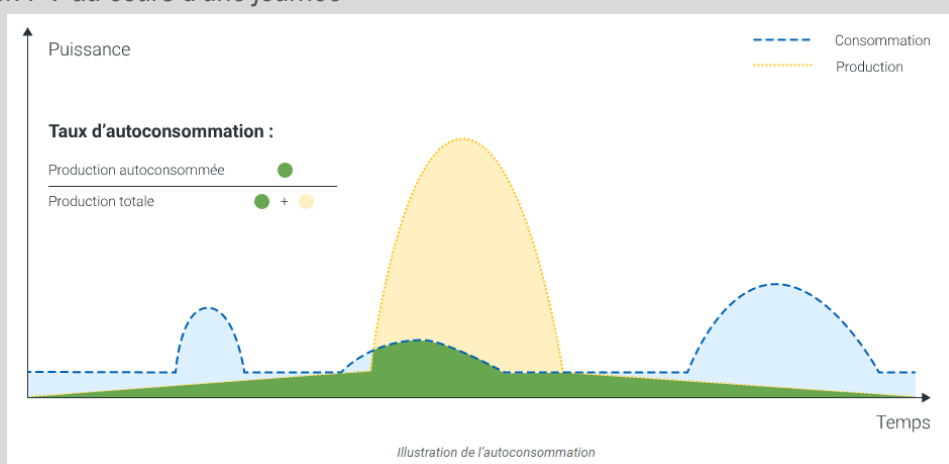
Définition et typologie de l'autoconsommation

L'autoconsommation se définit comme le fait de consommer sa propre production d'électricité. Elle est associée à la notion d'autoproduction, qui est le fait de produire sa propre énergie. Cette pratique se développe dans un contexte où les coûts de production des systèmes renouvelables diminuent et où les prix de l'électricité augmentent. Cela concerne particulièrement la filière solaire PV, dont les coûts de production ont très fortement baissé.

En plus de l'autoconsommation pour certains sites industriels qui existe depuis longtemps (par exemple avec de la cogénération), il existe plusieurs types d'autoconsommation qui dépendent :

- Du type de site de consommation alimenté :
 - Autoconsommation individuelle pour les résidentiels (~3kW par installation, dont nous traiterons essentiellement dans la suite de ce paragraphe) ou bâtiments commerciaux (tertiaire et petite industrie) (~10kW)
 - Autoconsommation collective, pour les immeubles ou ensembles de bâtiments
- Du système électrique environnant qui peut être une zone connectée au réseau métropolitain ou une zone non-interconnectée (ZNI)
- De l'existence de systèmes de stockage de l'électricité ou de pilotage de la consommation qui permettent d'atteindre des taux d'autoconsommation⁴ plus importants

Figure 1 : Répartition chronologie schématique de la production et de la consommation d'une installation PV au cours d'une journée⁵



⁴ **Taux d'autoconsommation** : ratio de la production autoconsommée sur la production totale du site

Taux d'autoproduction : ratio de la production autoconsommée sur la consommation totale du site

⁵ CRE, 2017, « Ce qu'il faut savoir pour comprendre l'autoconsommation »

a) Une tendance de fond dans les pays développés, portée par la baisse des coûts du PV/stockage et la hausse des prix de détail

Bien que l'autoconsommation soit encore émergente en France, l'Europe et l'Asie-Pacifique (Allemagne, Australie et Japon en tête) sont les marchés les plus matures aujourd'hui sur le développement de l'autoconsommation en général, et résidentielle en particulier⁶. Ces deux zones accueillent ~80% de la capacité mondiale installée en solaire PV résidentiel, qui s'élevait à ~42 GW fin 2016. Ce développement du PV résidentiel en général et de l'autoconsommation en particulier est porté par un contexte de baisse des coûts du PV et des batteries, de hausse des prix de détail de l'électricité, et de structures tarifaires/cadres réglementaires encourageant l'autoconsommation par rapport à l'injection.

Comme l'illustre la figure 2, le développement des installations PV résidentielles a historiquement été encouragé dans la plupart des pays par la mise en place de **Feed-in-Tariffs**⁷ (FiTs). Les coûts de production du solaire PV étant alors bien supérieurs au prix de détail de l'électricité, ces FiTs ont initialement été fixés à des niveaux élevés, supérieurs aux prix de détail. Par exemple en Allemagne, en 2008, le FiT pour les systèmes PV résidentiels était encore de l'ordre de 2 fois plus élevé que le prix de détail résidentiel (on passait de 22 ct€/kWh pour l'électricité réseau, et ~45 ct€/kWh de FiT). Autre exemple en Australie, où le FiT en 2008 a été fixé à 30 ct/kWh pour des prix de détail à 20 ct/kWh.

La baisse des coûts d'installation des systèmes PV résidentiels a ensuite réduit les coûts de production de l'électricité solaire sur site – et les FiT qui évoluent en conséquence – pour les amener à la parité réseau⁸ dans certains pays. L'atteinte de la parité réseau a par ailleurs été accélérée dans la plupart des pays concernés par une hausse des prix de détail souvent engendrée par les taxes finançant la politique énergétique (parité réseau atteinte dès 2012 en Allemagne, voir encadré ci-dessous). Une fois les FiT inférieurs aux prix de détail de l'électricité, autoconsommer l'électricité produite devient plus économique que l'injection sur le réseau pour les ménages. **Les signaux prix pour les installations PV résidentielles sont donc devenus incitatifs à l'autoconsommation, entraînant une croissance des systèmes de pilotage de la consommation et des batteries résidentielles** (des aides à l'investissement étant implémentées dans certains pays pour les propriétaires de panneaux solaires souhaitant s'équiper de batteries). Le FiT en Allemagne vaut aujourd'hui moins de 50% du prix de détail de l'électricité. Cela se combine à des mécanismes de soutien à l'investissement dans des batteries qui équipent aujourd'hui environ 600 000 installations dans le pays^{9,10}.

Par ailleurs dans certains pays, d'autres motivations spécifiques au contexte national peuvent se greffer sur ces tendances pour renforcer la croissance de l'autoconsommation : en Australie par exemple, les zones reculées (voire isolées) recherchent l'autonomie énergétique et la fiabilité de la fourniture par rapport à un réseau souvent défaillant. Au Japon également, l'autonomie énergétique en cas d'évènement climatique extrême est valorisée.

⁶ Nous nous concentrerons dans la suite sur le segment solaire PV résidentiel

⁷ Tarif rémunérant le propriétaire des panneaux solaires pour la production non autoconsommée injectée sur le réseau

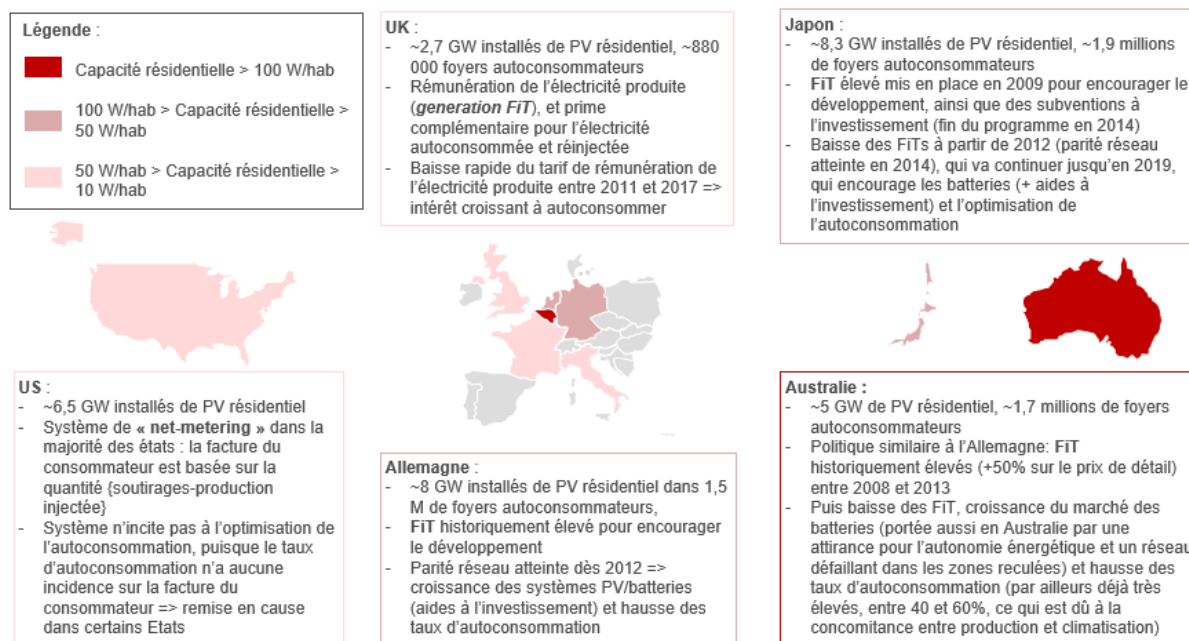
⁸ **Parité réseau** pour le solaire PV résidentiel : moment à partir duquel le coût de production du solaire PV pour un ménage devient égal au prix moyen de détail de l'électricité réseau

⁹ Connaissance des énergies, 2017, L'autoconsommation : émergente en France, très courante en Allemagne. Chiffre non limité au secteur résidentiel

¹⁰ Les mécanismes de soutien pour le développement des batteries sont pour l'instant indispensables : la parité réseau pour les systèmes PV+batterie n'est pas encore atteinte, même si elle pourrait l'être à moyen terme

Dans le cas de la France, l'autoconsommation n'est encore qu'émergente pour deux raisons principales qui sont des prix de détail bas, repoussant l'atteinte de la parité réseau, et un cadre réglementaire et juridique clarifié seulement très récemment. Le développement de l'autoconsommation commence néanmoins à prendre de l'ampleur : sur les demandes de raccordement PV résidentiel en 2016, 40% étaient concernées par l'autoconsommation selon Enedis¹¹, et ~14 000 installations d'autoconsommation sont recensées¹², pour la plupart apparues dans les 2 dernières années.

Figure 2 : Panorama mondial du PV résidentiel et de l'autoconsommation (10 premiers marchés) et aperçu du contexte dans 5 de ces pays



Sources : GTM Research, 2017, Solar Market Insight Report 2017 ; Australian PV Institute, 2017 data ; IHS Markit, 2017 ; Connaissance des Energies, 2017, « L'autoconsommation : émergente en France, très courante en Allemagne » ; National Statistics, 2017, Solar photovoltaics deployment

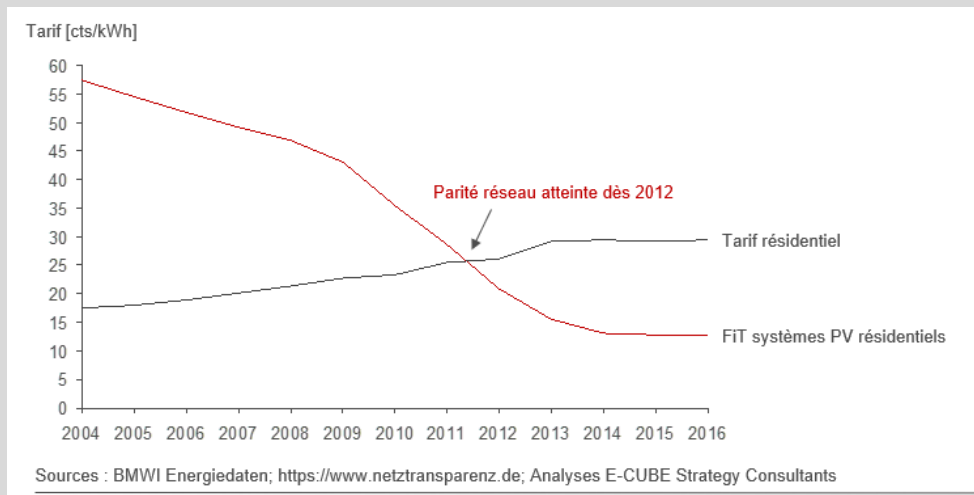
Cas de l'Allemagne

L'Allemagne est aujourd'hui parmi les pays les plus matures dans le développement du PV et de l'autoconsommation, et son modèle de développement fait référence parmi l'ensemble des systèmes disposant d'un FIT. La baisse des coûts des systèmes PV, conjuguée à une hausse des prix de détail de l'électricité (dont le rôle a cependant été moindre que la baisse des coûts du PV), a permis l'atteinte de la parité réseau dès 2012 en Allemagne.

¹¹ Connaissance des énergies, 2017, L'autoconsommation : émergente en France, très courante en Allemagne. Chiffre non limité au secteur résidentiel

¹² CRE, 2017, « Ce qu'il faut savoir pour comprendre l'autoconsommation »

Figure 3 : Evolution comparée des FiT pour le PV résidentiel et du prix de détail en Allemagne



Porté par cette tendance, qui se conjugue aux mécanismes de soutien public à l'investissement dans les systèmes de stockage¹³, le modèle PV + batteries se développe aujourd'hui : **l'Allemagne se positionne comme un pionnier européen sur les systèmes de PV + batteries** avec 600 000 installations PV équipées de batteries¹⁴. Le développement important des batteries résidentielles a significativement fait baisser les coûts (baisse des prix de 64% en 6 ans¹⁵) ce qui améliore encore le modèle d'affaires de l'autoconsommation résidentielle.

Avec pour **objectif de développer l'autoconsommation collective**, le gouvernement a mis en place en 2017 des primes de rémunération afin d'encourager l'électricité solaire locative¹⁶ (primes versées aux bailleurs en plus du prix de vente de l'électricité à leurs locataires). Le gouvernement estime que 3,8 millions de logements pourraient ainsi être alimentés en électricité verte.

Enfin, la volonté de participation citoyenne à la transition écologique est également un levier important de cette tendance. En Allemagne la production d'électricité est particulièrement émettrice de CO₂ (plus de 6 fois plus qu'en France), l'autoconsommation apparaît donc comme un moyen pour les particuliers de s'impliquer concrètement afin de réduire les émissions de CO₂.

Cas du Royaume-Uni :

Malgré un modèle réglementaire original rémunérant à la fois l'énergie produite, l'énergie autoconsommée et l'énergie injectée, le marché britannique a connu un développement similaire à celui des pays disposant de FiT.

L'autoconsommation s'est développée grâce à des évolutions réglementaires : le système réglementaire des installations ENR au Royaume-Uni rémunère l'électricité produite et verse une prime complémentaire pour l'électricité injectée sur le réseau ainsi que pour l'énergie autoconsommée (voir Figure 4). Le tarif de production (*Generation Feed-In Tariff*) a significativement baissé entre 2016 et 2017, ce qui impacte le modèle d'affaires initial des installations PV en développant un intérêt croissant à autoconsommer. A l'instar de l'Allemagne, on considère aujourd'hui que l'ensemble des nouvelles installations PV résidentielles et commerciales autoconsomment.

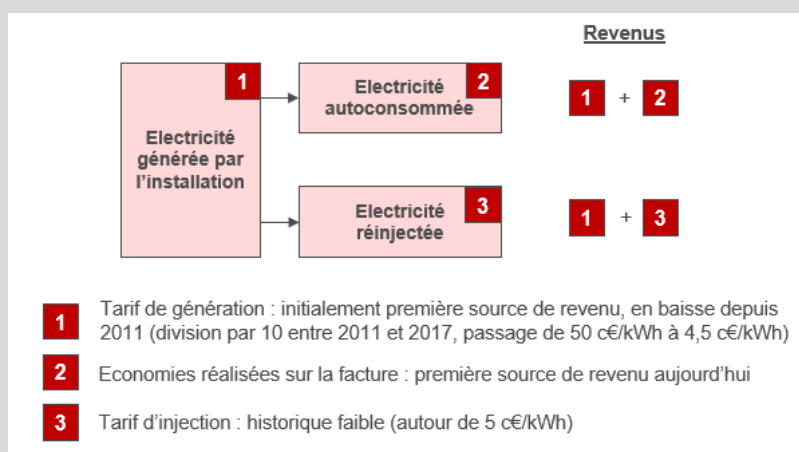
¹³ La banque publique pour le développement KfW propose des taux d'intérêt très bas aux propriétaires de PV résidentiel souhaitant s'équiper de batteries

¹⁴ <https://www.energy-storage.news/blogs/grid-defection-gains-ground-in-europe-as-consumers-seek-energy-cost-reduction>

¹⁵ <http://blog.ihs.com/the-drivers-of-residential-self-consumption-in-europe>

¹⁶ Possibilité pour les locataires d'acheter à leur bailleur l'électricité produite par un système PV sur le toit du bâtiment

Figure 4 : Rémunération de l'énergie PV produite au Royaume-Uni en 2017



b) Un phénomène nécessitant néanmoins une évolution de la tarification de l'énergie pour éviter les transferts de valeur entre consommateurs

Le principal intérêt de l'autoconsommation, du point de vue du réseau, est la colocalisation de la production (et éventuellement du stockage) et de la consommation, ce qui permet – lorsque l'énergie produite localement est consommée de manière optimisée, c'est-à-dire en priorité aux moments de pointe de transit sur le réseau – d'économiser des coûts de réseau et de pertes.

Cependant l'autoconsommation a également un impact sur le financement de la transition énergétique et du réseau lui-même, soulevant une problématique faisant actuellement l'objet de nombreuses réflexions et échanges entre les acteurs. En effet, en France comme dans d'autres marchés européens (Allemagne, UK), en l'état actuel des exemptions de taxes et des structures des tarifs de réseaux et des tarifs de vente, l'autoconsommation peut être source de déséquilibres et de transferts de charges des autoconsommateurs vers les non-autoconsommateurs. L'effort collectif consacré au développement des ENR et au financement des réseaux serait alors supporté principalement par les non-autoconsommateurs. Ce risque s'explique par deux raisons principales :

- Les autoconsommateurs bénéficient aujourd'hui d'exonérations de taxes sur l'énergie autoconsommée : CSPE¹⁷ et taxes locales en France, taxe EEG en Allemagne¹⁸. Un développement de l'autoconsommation dans ces conditions a donc pour effet de réduire l'assiette de ces taxes. Dans le cas de la CSPE et de la taxe EEG, cela occasionne un transfert vers les non-autoconsommateurs des charges de service public de l'électricité des autoconsommateurs, et de l'effort collectif dédié au développement des ENR. L'exonération de taxes locales sur l'énergie autoconsommée en France a en outre pour effet de diminuer les recettes perçues par les collectivités territoriales.
- L'autoconsommation permet au consommateur final de réduire la part énergie de la composante soutirage de son tarif d'utilisation du réseau. Cette part énergie est aujourd'hui majoritaire dans la formule tarifaire du TURPE. Or les coûts des infrastructures de réseau de distribution dépendent pour l'essentiel de la pointe de transit dimensionnante, dont la durée varie de quelques centaines d'heures (BT) à 3000 heures (HTB). Si la part énergie est trop

¹⁷ Contribution au Service Public de l'Electricité

¹⁸ Exemption complète pour les systèmes résidentiels 10 kWp

importante ou n'est pas suffisamment différenciée en fonction des périodes générant des coûts de réseau ou non, le tarif ne reflète qu'imparfaitement la structure réelle de coûts des opérateurs de réseau. Les économies réalisées par les consommateurs grâce à l'autoconsommation sont alors supérieures à leur impact réel sur le réseau. Cela entraîne un manque à gagner pour les gestionnaires de réseau, devant être reporté sur les non-autoconsommateurs.

Ces phénomènes soulèvent donc l'enjeu du juste reflet des coûts engendrés et évités par l'autoconsommateur dans la tarification de l'électricité, et de la cohérence de celle-ci pour accompagner l'émergence de l'autoconsommation. La meilleure voie à suivre pour éviter toute distorsion est que les tarifs de réseau reflètent le mieux possible la structure des coûts de réseau.

Le problème est pour l'instant marginal en France, où le nombre d'autoconsommateurs est encore très limité (~0,04% des consommateurs), mais il se posera à terme avec le développement de l'autoconsommation. Cela a notamment donné lieu à des ateliers de travail et à une consultation publique de la CRE sur le sujet du TURPE autoconsommation en septembre-octobre 2017. La délibération de la CRE est attendue en 2018.

Au Royaume-Uni également, **le régulateur Ofgem a lancé en novembre 2017 une consultation sur la réforme de la tarification des réseaux, notamment pour des raisons d'équité entre les foyers équipés de panneaux solaires et les autres consommateurs**. Diverses options sont évoquées pour remédier au problème, incluant le fait de baser le tarif sur la consommation totale au lieu des soutirages réseau, ou un coût fixe de raccordement¹⁹. Cela pourrait résulter en une augmentation de la facture des ménages équipés de PV, et pourrait freiner le développement de l'autoconsommation au Royaume-Uni.

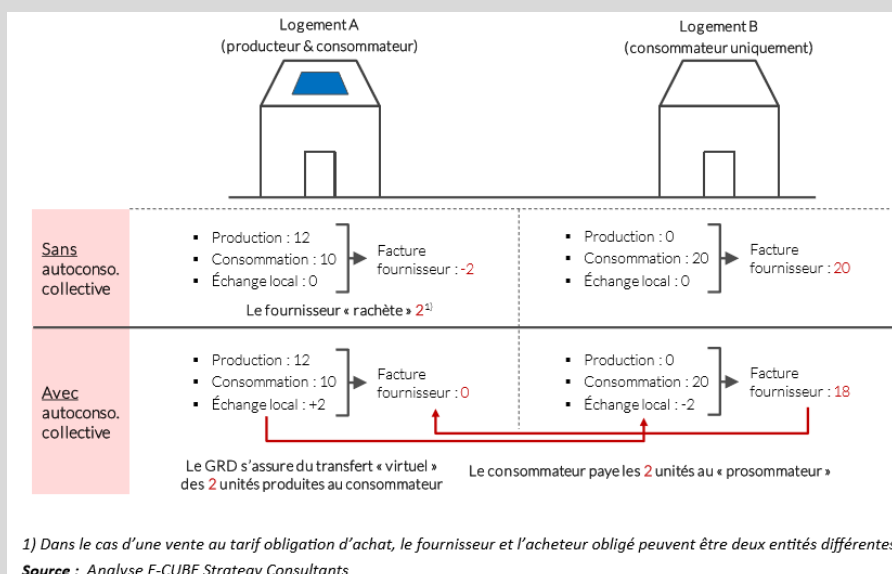
Enfin, le principe de péréquation tarifaire en France implique que chaque outil de production participe à l'élaboration du prix national, dont tous les consommateurs bénéficient. L'autoconsommation revient à autoriser le consommateur à s'affranchir de ce principe aux heures où son panneau produit (donc quand son prix marginal local est inférieur au prix national), et à en bénéficier quand son panneau ne produit pas. Le développement de l'autoconsommation, et en particulier l'autoconsommation collective, pourrait donc réinterroger la péréquation des prix de l'électricité.

Cas particulier de l'autoconsommation collective

L'autoconsommation collective consiste, pour un groupement de consommateurs et/ou producteurs géographiquement proches (au sein d'une poche de réseau de distribution, en aval d'un poste de distribution par exemple), à utiliser un cadre contractuel et économique pour synchroniser injections et soutirages sur le réseau à la maille locale. Au-delà des baisses des coûts des moyens de production et du stockage, l'émergence de l'autoconsommation collective est notamment permise par un ensemble d'évolutions technologiques (systèmes informatiques de gestion des transactions, comptage communicant, systèmes de pilotage intelligent de la consommation et du stockage), mais également sociétales (volonté des consommateurs de favoriser les circuits courts, accès à une électricité verte et locale).

¹⁹ The Telegraph, 2017, "Energy regulator faces up to looming network cost dilemma"

Figure 5 : Schéma de principe d'une opération d'autoconsommation collective pour un pas de temps donné²⁰



Ce mécanisme a pour particularité de remettre en cause le principe du timbre-poste, qui prévoit que le tarif d'utilisation du réseau électrique soit indépendant de la distance entre sites d'injection et de soutirage. **En effet l'économie de l'autoconsommation collective repose largement sur la possibilité de regrouper plusieurs points de consommation et d'injection en vue de bénéficier d'un tarif d'utilisation du réseau de distribution plus faible, rompant ainsi avec une forme de solidarité nationale. L'autoconsommation collective requiert donc une adaptation du cadre réglementaire :** en France, ce cadre réglementaire est en cours d'élaboration par la CRE et sera précisé en 2018.

c) Une croissance importante à anticiper à court et moyen terme

En dépit de ces risques de transfert de charges, les cadres réglementaires restent favorables à l'autoconsommation dans la majorité des pays concernés : le phénomène devrait donc continuer à se développer à court et moyen terme dans ces pays et dans le reste du monde, de plus en plus de pays arrivant à la parité réseau pour les systèmes PV. Au niveau mondial, les capacités installées en PV résidentiel pourraient atteindre environ 80 GW à l'horizon 2020²¹ (l'Europe et l'Asie représentant encore plus de 70% de ce total). Etant donnée la tendance suivie par les cadres réglementaires dans ces géographies, une majorité des nouvelles installations devrait autoconsommer.

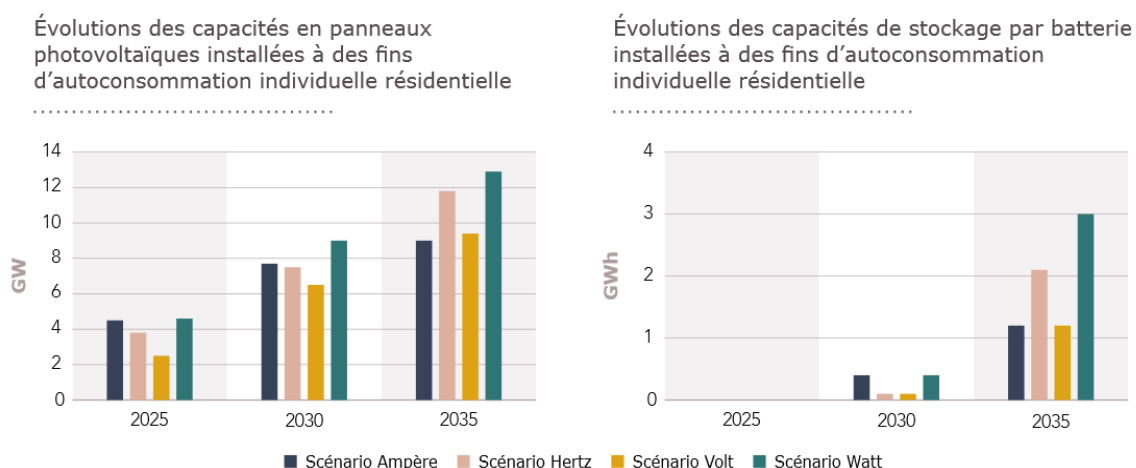
En France notamment, le **Bilan prévisionnel 2017 de RTE prévoit entre 2 et 5 GW de PV résidentiel à fins d'autoconsommation individuelle en 2025 (sans batteries), et 9 à 13 GW en 2035 (accompagnés de 1,2 à 3 GWh de batteries)**. Les mécanismes de soutien se sont récemment adaptés pour encourager ce développement :

²⁰ E-CUBE Strategy Consultants, 2017, Autoconsommation collective et Blockchain

²¹ IHS Markit, 2017

- Loi du 24 février 2017 sur l'autoconsommation : exemption de CSPE²² pour l'énergie autoconsommée sur le même site, pour les installations de puissances inférieure à 1 MW.
- Réforme du schéma de rémunération de la vente au surplus dans l'arrêté tarifaire PV du 9 mai 2017 : cet arrêté prévoit une prime à l'investissement versée sur les 5 premières années et un tarif d'achat de l'énergie injectée par les installations en autoconsommation individuelle de 100 €/MWh pour les installations de moins de 9 kWc (pour un prix de détail autour de 145 €/MWh).

Figure 6 : Développement de l'autoconsommation individuelle résidentielle en France selon les scénarios du BP RTE 2017



Aux Etats-Unis, la capacité résidentielle PV pourrait atteindre ~18-20 GW à horizon 2020²³. Cependant les bénéfices de l'autoconsommation pourraient être un driver moins important qu'en Europe et en Asie, et les taux d'autoconsommation²⁴ dans les ménages équipés de PV pourraient connaître une croissance plus lente. En effet le système de soutien actuellement encore en place dans la majorité des états américains pour soutenir le PV résidentiel est le système de « *net-metering* » (NEM), avec des compteurs bidirectionnels simples qui n'enregistrent que des volumes soutirés ou injectés, mais pas les périodes de soutirage ou d'injection. Ce système encourage le PV résidentiel mais de manière très inefficace, car il ne permet pas de différencier un régime d'injection directe d'un régime d'autoconsommation, et n'incite donc pas à l'optimisation du taux d'autoconsommation. Celle-ci est en général limitée à l'autoconsommation spontanée.

Certains Etats cherchent à ajuster leurs cadres réglementaires pour optimiser l'autoconsommation vis-à-vis du système électrique, en incitant à l'injection quand l'énergie a une valeur pour le système (pointe de consommation nationale ou régionale) et à l'autoconsommation quand elle en a peu, comme la Californie en cours de réforme de son système historique de *net metering* (voir encadré ci-dessous). Un fort développement du PV résidentiel sans optimisation de ce type est susceptible de générer des coûts importants pour les gestionnaires de réseau, confrontés à des pics de réinjection à certaines heures ne coïncidant pas avec la pointe de consommation (cf schéma de *net metering* historique développé aux USA).

Cas de la Californie

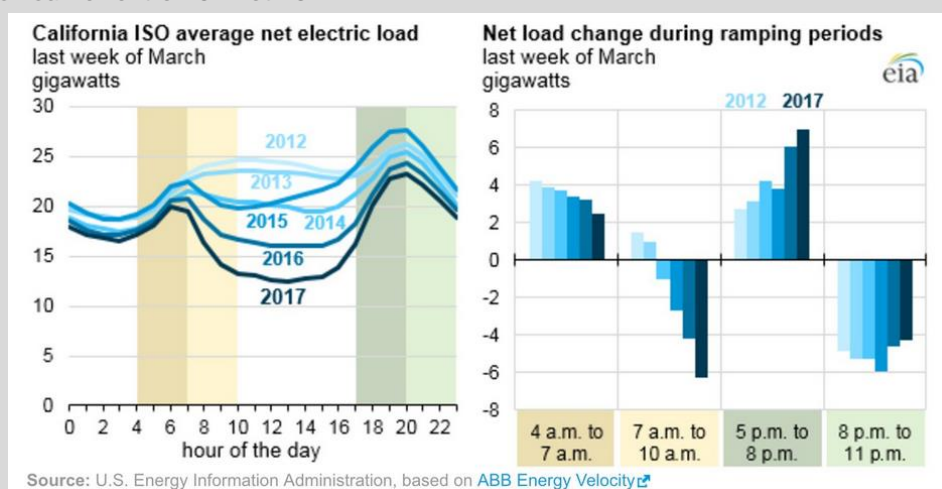
²² Contribution au Service Public de l'Electricité

²³ GTM Research, 2017, Solar Market Insight report Q2 2017

²⁴ Rapport entre production locale autoconsommée (ie non injectée sur le réseau) et production locale totale

La Californie fait partie des Etats américains ayant initialement implémenté une politique de « *Net-metering* » pour le solaire PV résidentiel. Les quantités importantes d'énergie solaire injectée entre 10 et 16h et les besoins toujours importants en pointe de fin de journée ont provoqué l'apparition, puis l'accroissement de la « *duck curve* », illustrée ci-dessous : ce terme désigne le creux de milieu de journée qui s'est accentué depuis 2012 (accompagné de prix de gros de plus en plus faibles) et le gradient de charge de plus en plus important sur le créneau 16h-20h.

Figure 7 : Hausse de la variabilité de la courbe de charge sur le réseau de CAISO, et accentuation de la "duck curve" entre 2012 et 2017



L'Etat de Californie a donc décidé en 2016-2017 de prendre deux mesures qui devraient encourager la croissance de l'autoconsommation réelle :

- NEM 2.0 :
 - Cette refonte de la loi de « *net-metering* » en 2016 maintient le concept de comptage net, défendu par l'industrie solaire, d'autres états ayant fait les frais d'une tentative de changement de politique (au Nevada par exemple, le net-metering a été réinstauré un mois seulement après avoir été abrogé, suite à la perte de 30% des emplois d'installation²⁵).
 - **Cependant un changement important est introduit : l'obligation pour les détenteurs de panneaux solaires (commerciaux mais aussi résidentiels pour les clients de 3 grandes IOUs²⁶) de passer à des « *Time-of-Use rates* ».** Ces nouveaux tarifs décalent vers la fin d'après-midi/le début de soirée les heures de pointe tarifaire, ce qui **diminue la valeur de l'énergie injectée par les panneaux solaires**. Cette refonte du système augmente en revanche la valeur d'un système de pilotage de la consommation ou d'une batterie résidentielle, qui offre au consommateur la possibilité de stocker l'énergie produite en journée pour la consommer ou la réinjecter en période de pointe tarifaire²⁷. Ce changement s'accompagne également de la mise en place d'un prix forfaitaire de raccordement réseau et de charges appelées « non passable charges » qui doivent être payées

²⁵ <https://www.reuters.com/article/us-usa-solar-nevada/nevada-reinstates-key-solar-energy-policy-idUSKBN1962IZ>

²⁶ Investor Owned Utilities : PG&E, SDG&E, SCE

²⁷ <https://www.greentechmedia.com/articles/read/with-net-metering-secure-california-solar-now-faces-threat-from-time-of-use#gs.KmcWEZc>

sur la totalité de la consommation du consommateur (que l'électricité provienne des panneaux solaires ou du réseau → charges non « by-passable »).

- La Californie appuie l'incitation à l'autoconsommation introduite par ces nouveaux tarifs avec **un nouveau mécanisme de soutien à l'investissement dans les batteries résidentielles : le SGIP (Self-Generation Incentive Programme), qui subventionne le petit stockage résidentiel (<10 kW) à hauteur de 400 \$/kWh²⁸**. Sur le budget total du SGIP (~567 M\$), 79% sont dédiés aux moyens de stockage, dont 15% aux moyens de stockage résidentiels.

2) Les corporate Power Purchase Agreements, une tendance importante au sein des très grandes entreprises

a) Une contractualisation à long terme entre producteur et consommateur apportant de la visibilité

Un **corporate Power Purchase Agreement (PPA)** est un contrat à long terme par lequel une entreprise accepte d'acheter de l'électricité directement à un producteur d'énergie. Ce type de contrat diffère de l'approche traditionnelle qui consiste à acheter de l'électricité à un fournisseur d'électricité agréé.

Ce type de contrat se développe car il apporte une sécurité et une visibilité financières à toutes les parties : aux producteurs, aux développeurs, et aux entreprises exposées à des prix volatils de l'électricité. Les PPA facilitent le financement de nouvelles capacités de production renouvelable, notamment lorsque les pouvoirs publics réduisent ou retirent les subventions publiques au développement des ENR. Les PPA peuvent donc contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de CO₂ à moindre coût pour les finances publiques. Par ailleurs, dans un contexte européen très défavorable aux engagements de long terme entre clients et fournisseurs²⁹, qui risqueraient d'empêcher l'émergence de fournisseurs alternatifs en maintenant une grande partie de la clientèle captive à l'égard de l'opérateur historique, les PPA peuvent constituer une solution aux difficultés rencontrées pour verrouiller des prix de détail. Les corporate PPA contractualisés dans les pays nordiques ces dernières années couvrent en général des périodes comprises entre 10 et 20 ans. Par exemple, le PPA par lequel la compagnie norvégienne d'aluminium Norsk Energi prévoit de s'approvisionner avec la production de la ferme éolienne de Fosen couvre une période de 2020 à 2039³⁰.

Les PPA peuvent être de deux types : physiques (directs) ou virtuels

- Les PPA physiques (direct, ou *direct-wire*) consistent à délivrer l'électricité « physiquement » du site de production à l'acheteur corporate. La contrainte principale de ces PPA est que les sites de production et de consommation doivent être à proximité.
- Les PPA virtuels consistent en des arrangements financiers entre un développeur de projet ENR et un acheteur corporate (*offtaker*), l'électricité produite est mise sur le réseau du lieu de production. Acheteur et producteur se compensent mutuellement par rapport au prix de marché

²⁸ Self-Generation Incentive Program Metrics : https://www.selfgenca.com/home/program_metrics/

²⁹ Le Commission Européenne peut faire exception pour les industriels électro-intensifs, si ceux-ci prennent part aux investissements de production et partagent les risques d'exploitation du producteur (exemple du contrat entre EDF et EXELTIUM), et que des clauses de sortie pour les industriels sont incluses

³⁰ Project Finance International EMEA Report, 2016, Rise of Corporate PPAs in the Nordics

afin que les revenus du producteur soient au niveau fixé dans le PPA. L'intérêt est que ce type de contrat peut être signé entre des acteurs localisés dans des zones d'équilibrage différentes, l'acheteur récupérant les garanties d'origine (voir encadré ci-dessous) qui assurent que sa consommation est verte. Ce type de contrat présente un avantage pour des entreprises cherchant à fournir en électricité verte plusieurs sites différents. La plupart des corporate PPA qui sont signés à l'heure actuelle sont des PPAs virtuels.

Les garanties d'origine

Une garantie d'origine est définie par la directive européenne 2009/28/CE comme « un document électronique servant uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables ». **Une garantie d'origine correspond à 1 MWh d'énergie renouvelable.**

Les garanties d'origine sont le seul document ayant valeur de certification sur la part ou quantité d'énergie renouvelable contenue dans l'offre commerciale contractée auprès de fournisseurs d'énergie. **Elles permettent donc notamment à des fournisseurs de proposer des offres vertes à leurs clients, offres adossées à des garanties d'origine françaises ou européennes.** En France, l'organisme en charge du registre national des garanties d'origine est désigné suite à une procédure de mise en concurrence, pour 5 ans. Depuis 2013, c'est l'entreprise Powernext qui assure la délivrance, le transfert et l'annulation des garanties d'origine électrique en France.

Jusqu'à la loi du 24 février 2017, le cadre réglementaire encadrant les garanties d'origine électrique ne permettait pas réellement leur valorisation et l'existence d'un marché structuré des garanties d'origine en France :

- Jusqu'en 2016, dans le cas des capacités renouvelables sous obligation d'achat (OA), le droit à la délivrance des garanties d'origine était attribué à l'acheteur obligé (EDF ou les ELD) en lieu et place des producteurs. Toute valorisation financière de ces garanties d'origine était ensuite déduite de la compensation reçue au titre de la CSPE par l'acheteur. Cela n'incitait donc pas EDF à valoriser toutes les garanties d'origine, les revenus perçus étant inchangés.
- Au moment de l'introduction du mécanisme de complément de rémunération, un nouveau décret impose en 2016 que tout producteur bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération renonce par ailleurs au droit d'obtenir et de valoriser des garanties d'origine pour la production renouvelable correspondante. Par souci de cohérence, l'interdiction de valoriser les garanties d'origine est ensuite appliquée à toute production renouvelable bénéficiant d'un dispositif de soutien, y compris obligation d'achat. Une telle disposition limite de fait les échanges de garanties d'origine françaises, et empêche les garanties d'origine de la production des nouvelles installations ENR bénéficiant d'un dispositif de soutien de contribuer à une baisse des charges de service public de l'énergie.
- La loi du 24 février 2017 redéfinit le cadre réglementaire des garanties d'origine :
 - Interdiction aux producteurs de cumuler un mécanisme de soutien public (OA ou complément de rémunération) et une valorisation financière des garanties d'origine
 - **Introduction de la notion d'enchère de garanties d'origine** (pour toute la production issue d'installations renouvelables de puissance >100 kW), émises par les producteurs sous un certain délai (encore à définir), ou à défaut émises d'office par Powernext à la demande de l'Etat. Les bénéfices des enchères seront utilisés pour diminuer les charges de service public de l'énergie. Les modalités de cette mise aux enchères sont en cours de définition, mais la mise en application de la loi pourrait permettre une réelle valorisation des garanties d'origine en France. **Aujourd'hui les**

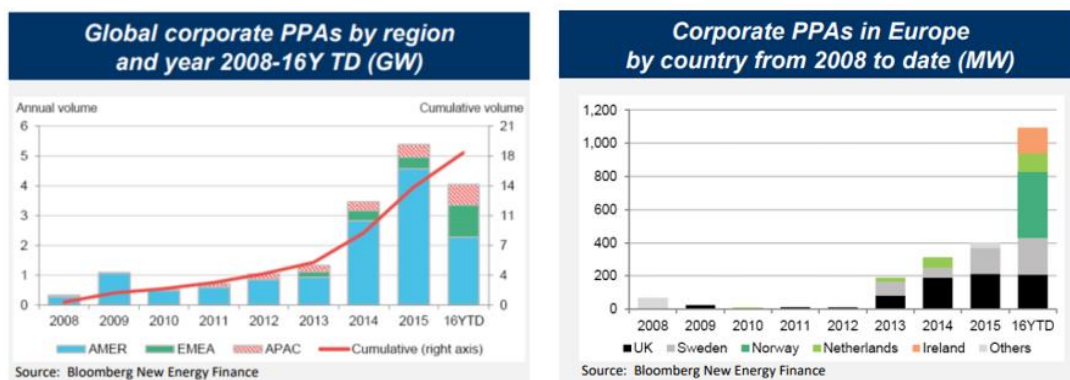
garanties d'origine en France s'échangent entre 0,2 et quelques euros par MWh³¹, et sont en grande partie achetées à l'étranger sous forme de garanties d'origine hydraulique des pays nordiques.

Le cas des garanties d'origine en France contraste avec celui des **Renewable Energy Certificates (RECs)** américains. Le REC (qui correspond également à 1 MWh de production renouvelable) est un instrument légal de marché essentiel aux Etats-Unis : c'est l'outil utilisé pour encourager et mesurer le progrès des ENR, l'atteinte des objectifs à la fois gouvernementaux et corporate, et l'accès à et l'utilisation d'énergie verte. Les états peuvent les utiliser pour inciter au développement des énergies renouvelables : le Massachussets par exemple a lancé en 2010 un programme SREC (Solar Renewable Energy Certificates) en vue de développer 2 GW de solaire PV. Chaque mois, le propriétaire de l'installation doit reporter sa production au *Production Tracking System*, géré par le *Massachussets Clean Energy Center*³², et reçoit en échange des SREC. Le cours du SREC varie énormément en fonction des états et de leurs politiques : un SREC s'échange sur le marché autour de 300 \$/MWh au Massachussets, contre 4 \$/MWh dans l'Ohio où le RPS³³ est gelé depuis 2014³⁴.

b) Une tendance principalement développée en Amérique du Nord mais émergente également en Europe

Le développement des *corporate PPA* est une tendance de fond dans certains pays, principalement aux Etats-Unis, qui totalisent ~60% des 18 GW de capacité contractualisée dans le monde par des entreprises à fin 2016. Cette pratique émerge également en Europe (principalement au Royaume-Uni), portée par les mêmes acteurs qu'aux Etats-Unis, ainsi qu'en Asie. Ces contrats couvrent des durées comprises dans leur majorité entre 10 et 15 ans, voire jusqu'à 20 ans.

Figure 8 : Développement des corporate PPAs dans le monde et en Europe entre 2008 et 2016



Historiquement utilisés par les utilities ou entités publiques pour garantir une sécurité financière aux investissements dans les nouvelles capacités renouvelables et remplir leurs obligations de développement de capacités ENR (comme en Californie lié au mécanisme de RPS – Renewable Portfolio Standards), les Power Purchase Agreements (PPAs) pour des entreprises se sont

³¹ Enercoop, <https://rhone-alpes.enercoop.fr/content/achat-delectricite-de-la-garantie-dorigine-aux-contrats-directs>

³² Massachussets Government Website, Solar Carve-Out II (SREC II) Statement of Qualification Application, 2017

³³ Renewable Portfolio Standard

³⁴ SRECTrade website, http://www.srectrade.com/srec_markets/massachussets

développés principalement aux Etats-Unis (entre 2008 et 2015). A fin 2016, la capacité totale contractualisée est de ~18GW, dont plus de 60% aux Etats-Unis.

- En effet, les PPAs ont connu une forte croissance auprès des grands groupes aux Etats-Unis, principalement sur des actifs éoliens, et représentent désormais un moteur important du développement des EnR aux Etats-Unis.

Plus récemment, depuis 2016, une croissance significative de la capacité de production ENR contractualisée directement par de grands groupes est observée en Europe et en Asie. Cependant en Europe et notamment en France, des freins réglementaires limitent encore cette croissance.

- En Europe, ~1GW a été contractualisé par PPA au cours de l'année 2016, soit 50% de l'ensemble de la capacité contractualisée depuis 2008 qui s'élève à ~2 GW. Les PPA se sont principalement développés en Scandinavie et au Royaume-Uni.
 - o Le développement des corporate PPA dans les **pays nordiques (Norvège et Suède principalement)** depuis 2013 est lié à des objectifs ambitieux des gouvernements de verdissement du mix électrique et de réduction des émissions des gaz à effets de serre, et au mécanisme de soutien mis en place en 2012 qui est favorable aux PPA : ce mécanisme de soutien, commun à la Suède et à la Norvège, est basé sur un marché des certificats verts. Ceux-ci sont émis pour les producteurs pour chaque MWh renouvelable, et la demande est créée par des objectifs d'achat de certificats imposés aux fournisseurs, qui reportent sur les clients finaux le coût de l'achat des certificats. Ce mécanisme permet à l'Etat d'imposer le développement des énergies renouvelables de la manière la plus efficace en coût, mais ne constitue pas une garantie de revenus pour les producteurs, ces deux pays connaissant depuis quelques années des situations de surplus de certificats verts par rapport aux quotas³⁵. La contractualisation de corporate PPA représente donc une protection pour les producteurs de renouvelables.
 - o A l'heure actuelle, certains acteurs font remonter des barrières réglementaires au développement des PPA en Europe : une lettre signée par plus de 50 grandes entreprises et développeurs de la plateforme *RE-Source Platform*³⁶ en appelle à l'Union Européenne pour faciliter les corporate PPA en clarifiant le cadre réglementaire dans le *Clean Energy Package*. Les arguments avancés sont notamment un besoin de clarification sur la légalité des PPA dans certains pays comme l'Allemagne, ainsi que la nécessité d'un marché structuré des garanties d'origine, valorisant les investissements dans les capacités renouvelables³⁷.
 - o En France, aucun corporate PPA n'a à ce jour été signé. Cinq entreprises françaises font aujourd'hui partie du RE100³⁸ et ont donc pris l'engagement de se fournir en électricité 100% renouvelable à échéance plus ou moins courte : le Crédit Agricole³⁹, La Poste, Schneider Electric, AXA, et l'Occitane. Cependant, afin de tenir leurs engagements, ces entreprises choisissent des offres d'électricité verte, et non des corporate PPA. Cela est notamment lié au contexte réglementaire : les mécanismes de

³⁵ En 2015, le surplus accumulé était de ~18 millions de certificats, pour un prix moyen du certificat de l'ordre de 19 €/MWh

³⁶ <http://resource-event.eu/>, plateforme européenne de « corporate renewable energy sourcing », administrée par le RE100, SolarPower Europe, et WindEurope, travaillant à la levée des barrières pour les corporate PPA en Europe

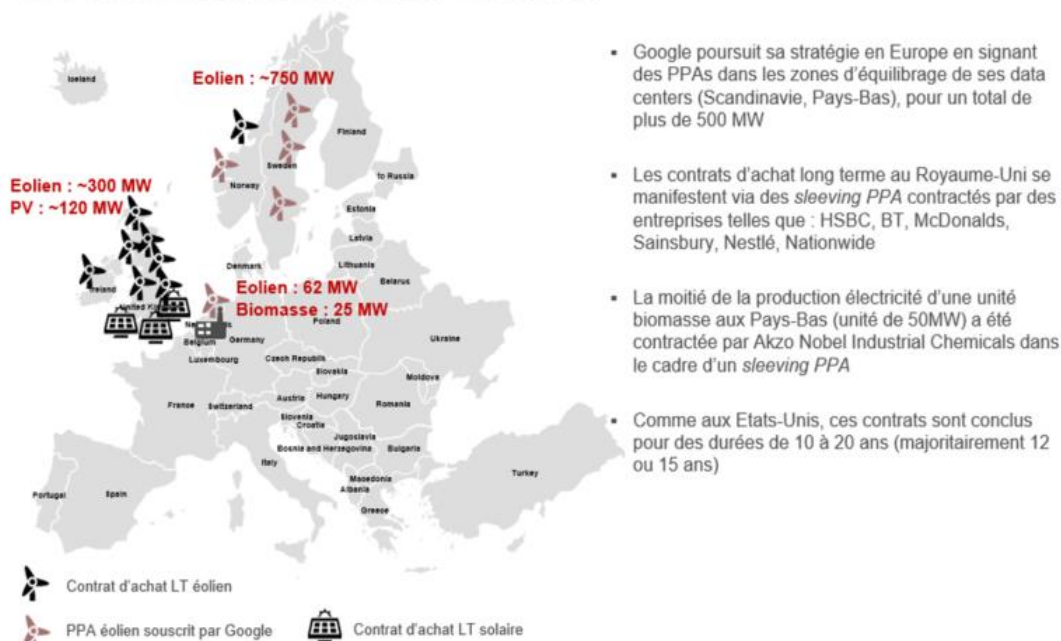
³⁷ <http://resource-event.eu/news/wind-solar-power-business-europe/>

³⁸ Initiative mondiale d'entreprises s'engageant à s'alimenter en électricité 100% renouvelable

³⁹ Le Crédit Agricole a par exemple signé en 2016 un contrat avec EDF stipulant que 92% de l'électricité fournie par EDF devra être d'origine renouvelable

soutien en France, de type *Feed-in-Tariff*, ne sont pas incitatifs aux corporate PPA qui n'ont pas d'intérêt pour les producteurs, contrairement aux systèmes de quotas de certificats verts. Par ailleurs, étant donnée la faible valeur des garanties d'origine en France, une offre de fourniture d'électricité verte est aujourd'hui plus économique pour une entreprise souhaitant afficher 100% d'électricité renouvelable qu'un corporate PPA.

Figure 9 : Contractualisation de corporate PPA en Europe à fin 2016
PPAS CONTRACTÉ EN EUROPE PAR DES ENTREPRISES

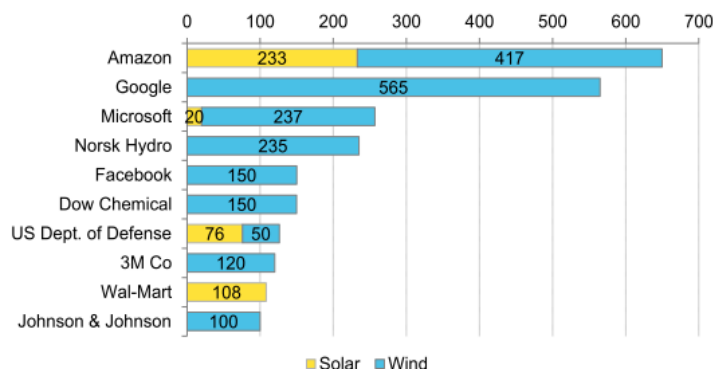


- En **Asie Pacifique**, les PPAs émergent en particulier en Australie compte tenu de la hausse récente des prix de marché (qui ont plus doublé entre 2016 et mars 2017 sur la Côte Est) et de la baisse du coût de la production ENR.

c) Un développement porté par les très grandes entreprises, pour des raisons d'images plus que de rationnel économique

Jusqu'ici, les PPA sont principalement signés entre de très grandes entreprises et des producteurs ou développeurs de projets ENR. En effet, en 2016, les 10 acteurs ayant contractualisé le plus de capacité par PPA représentent ~60% de la capacité mondiale contractualisée par PPA, avec Amazon, Google et Microsoft en tête de liste (aux Etats-Unis, ces 3 entreprises ont contractualisé ~50% de la capacité ENR contractualisée avec les entreprises entre 2010 et 2016) (voir figure 7).

Figure 10 : Liste des 10 principaux acteurs ayant contractualisé des PPA en 2016 [MW]

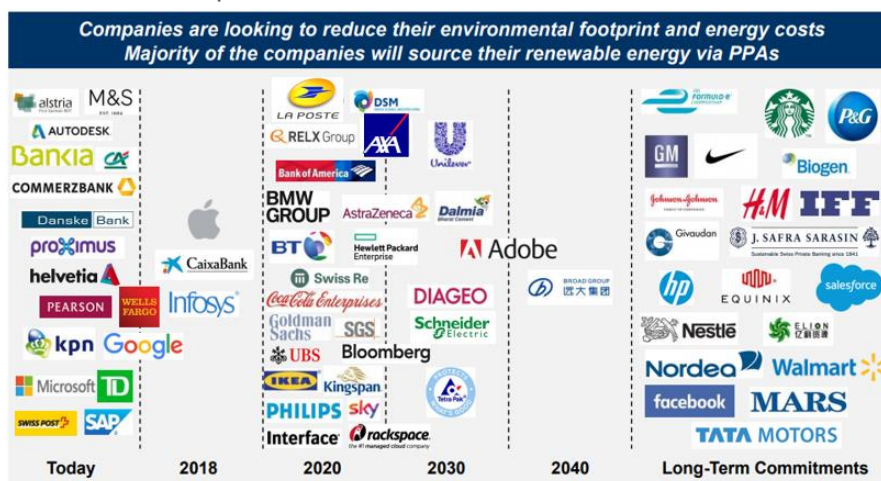


Source: Bloomberg New Energy Finance. Note: These figures are subject to change and update as more information is made available.

La contractualisation de PPA présente pour avantage, pour les entreprises, de réduire leur exposition à la volatilité des prix de l'électricité et d'offrir une visibilité supérieure sur la facture énergétique du groupe. Néanmoins, **actuellement, la motivation principale des entreprises pour la contractualisation de PPA est avant tout l'atteinte d'objectifs de développement durable, liés à leur empreinte carbone et à leur image auprès du public, l'intérêt économique n'arrivant qu'au second plan.**

- Plus d'une centaine d'entreprises ont rejoint l'**initiative RE100 qui consiste à s'engager à atteindre 100% de fourniture en électricité renouvelable** (voir figure 11). Pour atteindre ces objectifs, la contractualisation d'électricité par PPA est une option, il est également possible d'acquérir des garanties d'origines ou leurs équivalents (Renewable Energy Certificates –REC aux Etats-Unis), ou de souscrire à des offres d'énergie verte.
 - o Actuellement, parmi les entreprises adhérant à cette démarche, celles qui se positionnent sur des PPA restent peu nombreuses. En effet, ~60% des achats ENR sont des garanties d'origines, ~35% des offres d'électricité verte et ~ 5% des PPA.
 - o Google est actuellement l'entreprise leader dans sa démarche de fourniture en électricité verte. Ayant atteint en 2017, une couverture à 100% renouvelable de sa consommation annuelle d'électricité, son prochain objectif est la couverture à tout instant de sa consommation.
 - o Ikea, aussi membre de l'initiative RE100, a une stratégie différente, basée sur l'investissement en propre dans des centrales EnR (PV et éolien).

Figure 11: Panorama des entreprises du RE100



- L'intérêt économique des PPA est un critère de second plan actuellement. Les entreprises se positionnant sur les PPA peuvent s'appuyer sur des mécanismes soutien au développement des ENR afin de limiter le surcoût de ces opérations. Les mécanismes peuvent être des quotas de production ENR liés à des garanties d'origine, quotas d'émissions CO2 ou des incitations fiscales.

Compte tenu des objectifs affichés par les entreprises, notamment celles du RE100, à se fournir en électricité verte, ainsi que les objectifs ENR ambitieux de certains Etats couplés néanmoins à une volonté de limiter et maîtriser les financements publics, les corporate PPA devraient continuer à connaître un développement soutenu sur le segment des très grandes entreprises, et ce malgré un ralentissement en 2016 (par rapport aux chiffres record de 2015).

- En 2016, un niveau moindre de signatures de corporate PPA a été observé par rapport à 2015, dû principalement à une accalmie aux Etats Unis, mais **les zones Europe, Moyen Orient, Asie et Pacifique ont connu des niveaux record**. De plus, **des entreprises en nombre croissant s'engagent à des objectifs de fourniture d'électricité renouvelable**, ce qui favorise les projections de signatures de PPA⁴⁰.
- On constate qu'en Europe, les entreprises, développeurs et associations ENR s'organisent pour influencer l'évolution du contexte réglementaire, et cherchent à faire valoir leur position en faveur des corporate PPA auprès des instances de l'Union Européenne. La plateforme RE-Source déjà citée précédemment en est un exemple, démontrant que les grandes entreprises veulent participer aux objectifs européens de développement des renouvelables, et se mobilisent pour ouvrir le marché européen des corporate PPA.
- Certains experts estiment également que les objectifs de « verdissement » de supply chain engagés par de très grandes entreprises (ex : Walmart a lancé une initiative d'ampleur sur sa supply chain qui vise à en baisser les émissions de 1GtCO_{2e} à horizon 2030) sont de nature à favoriser la diversification des types d'entreprises qui se tournent vers les PPA⁴¹

L'ampleur du développement à moyen terme reste cependant difficile à estimer, en raison de l'incertitude concernant les entreprises de taille plus limitée pour lesquels les enjeux d'image peuvent être moins forts et les surcoûts liés aux PPA plus difficilement acceptés.

3) Le financement participatif, sous forme de coopératives ENR et de « crowdfunding »

On assiste aujourd'hui à l'émergence de schémas alternatifs de développement de la production distribuée impliquant les acteurs locaux (collectivités locales, coopératives, riverains, consommateurs, citoyens, entreprises consommatrices) ou des particuliers en général, et se caractérisant par la multiplication des parties prenantes dans le capital et/ou le développement et la gestion du projet. Ils s'opposent au modèle traditionnel centralisé où *utilities* et développeurs concentrent décision et apport en capital, au service de la rentabilité de l'investissement (dans le cadre des obligations réglementaires qui s'imposent à eux).

Ils concernent principalement des moyens de production de moyenne puissance (i.e. de la production mutualisée, au-delà des toitures solaires résidentielles ou du petit éolien) et reposent sur l'appropriation de projets énergie par des communautés ou particuliers aux aspirations diverses : démarche citoyenne d'investissement durable, optimisation des retombées économiques locales, etc.

Le développement de ces modèles répond à de nouvelles dynamiques :

⁴⁰ Deloitte – 2017 – 2017 Outlook on renewable energy

⁴¹ GreenTechMedia – 2017 - The Latest Trends in Corporate Renewable Energy Procurement

- L'intérêt croissant des particuliers pour un investissement social, solidaire et/ou local. Dans les projets énergétiques locaux, les particuliers agissent en tant que citoyens mais aussi, le cas échéant, en tant que consommateurs (en bénéficiant d'un prix pour la production issue de leur investissement, voire en tant qu'autoconsommateurs) et en tant qu'investisseurs.
- La réappropriation des questions énergétiques par l'échelon local, au niveau des collectivités notamment.

A l'heure actuelle, les financements participatifs sont principalement développés en Europe, sous deux formes distinctes :

- Les **coopératives ENR**, caractérisées par la participation des acteurs locaux riverains du site concerné par le projet ENR
- Les **plateformes de financement participatif ou « crowdfunding »**, permettant à un large public d'investir dans le développement de projets ENR

a) Les coopératives ENR, répandues en Europe, vecteurs d'acceptabilité de la transition énergétique

Les coopératives ENR sont un modèle communautaire se caractérisant par la participation au capital de projets ENR des acteurs locaux (« Community projects », participation intégrale ou partielle) autour du site dédié au projet : agriculteurs, petites entreprises, organisations locales, « utilities » locales, ou particuliers. Ces modèles communautaires ont occupé une place historique importante dans certains pays européens : en 2014 on dénombrait ~2400 coopératives énergétiques, 1250 faisant partie de l'association européenne REScoop et représentant un investissement de 2 Mds€⁴². Ces modèles ont connu récemment des difficultés liées à la croissance de la taille moyenne des projets et à l'introduction des mécanismes d'appels d'offres. Les gouvernements les voient néanmoins comme un vecteur d'acceptabilité de la transition énergétique, et cherchent donc à les encourager réglementairement ou par des conditions avantageuses dans certains appels d'offres.

- Le Danemark a connu une longue tradition de coopératives énergétiques, les Interessentskab (I/S), étroitement corrélée aux premiers développements éoliens. L'essor important des utilities et développeurs sur des projets de grandes éoliennes a cependant fait reculer la part des actifs éoliens détenus par des coopératives locales pendant les années 2000. Pour protéger les coopératives et l'appropriation par les citoyens de la transition énergétique, le Danish Renewable Energy Act de 2009 a donc imposé l'offre au public riverain d'au moins 20% du capital de chaque éolienne, en vue de maintenir une adhésion de la population à la politique énergétique du gouvernement.
- En Allemagne, les coopératives ENR ont eu un rôle très important dans le développement des énergies renouvelables à partir de 2006, avant un ralentissement à partir de 2014. Environ 800 coopératives ENR étaient décomptées en Allemagne en 2016, soit environ 10 fois plus qu'une décennie plus tôt. Cependant la baisse des FiT, puis la mise en place des appels d'offres, ont mis un frein au rythme de création de nouvelles coopératives énergétiques à partir de 2014. C'est en réponse à ce phénomène que le gouvernement allemand a mis en place des conditions extrêmement favorables pour les projets communautaires dans les appels d'offres éoliens

⁴² IRENA, 2016, People Power – Renewable Energy Cooperatives in Europe

terrestres (et uniquement éolien terrestre) dans l'EEG 2017 : exemption de présentation du permis de construire dans le dossier, temps de construction de 4,5 ans au lieu de 2,5, et règle de « *pay as cleared* » (le tarif accordé correspond à la proposition la plus élevée parmi les projets retenus). Ces appels d'offres ont donc été attribués à plus de 90% à des projets communautaires. Cependant ces conditions ont attiré des critiques de beaucoup d'acteurs du marché, arguant que la possibilité de participer à l'appel d'offres sans avoir obtenu le permis de construire provoque une distorsion du marché. En conséquence cette règle a été amendée, et dans les prochains appels d'offres éoliens terrestres les projets citoyens devront également présenter le permis de construire. Il n'est donc pas évident que les appels d'offres éoliens 2017 soient réellement représentatifs d'un nouvel essor du modèle communautaire en Allemagne.

Au-delà de ces deux pays, le renouvelable communautaire se développe également en Belgique, au Royaume-Uni, au Canada ou encore en Australie.

b) Le crowdfunding, un modèle facilitateur des projets ENR participatifs en plein essor

Au-delà de modèles communautaires « classiques », une nouvelle forme de financement participatif plus large se développe aujourd'hui : **le *crowdfunding* qui consiste en une collecte d'épargne par Internet, permettant de toucher un public large, et qui peut faciliter les projets ENR participatifs. En Europe, le Royaume-Uni est le marché le plus avancé sur la participation citoyenne par crowdfunding, avec notamment les deux plus grandes plateformes (en termes de fonds levés), TrillionFund et Abundance.** Selon CrowdFund RES, « le Royaume-Uni concentre plus de 80% des montants financés par *crowdfunding* en Europe [pour les projets ENR], puis viennent la France, l'Allemagne et les Pays-Bas »⁴³.

Afin de faciliter l'émergence de ce type de financements, les pays ajustent leurs cadres réglementaires :

- C'est ce que ce qu'ont fait les Etats-Unis en 2012 avec le JOBS (« *Jumpstart Our Business Startup* ») Act, qui établit des provisions autorisant les start-ups (« *early-stage businesses* ») à proposer et vendre des titres par crowdfunding.
- En Europe, CrowdFundRES cherche à mettre en place des incitations à utiliser le crowdfunding, notamment face aux barrières réglementaires et légales. Le manque d'harmonisation des pratiques européennes entre les pays limite les possibilités d'investissement via du *crowdfunding* (qui peut être de provenance internationale). Par ailleurs, dans certains pays les niveaux de financement par *crowdfunding* sont plafonnés, plafonds souvent en-deçà de ce qu'un projet ENR pourrait nécessiter.

En France, on dénombre aujourd'hui 13 plateformes de financement participatif attribuées entièrement ou partiellement aux énergies renouvelables⁴⁴. Celles-ci ont permis le financement en 2016 de 66 projets dans de nombreux secteurs, tels que le solaire, le biogaz, la géothermie, l'éolien, mais aussi la biomasse. Les citoyens français ont prêté 11,5 M€ sur ces plateformes pour le développement des ENR en 2016.

- L'éolien représente 50% des montants empruntés contre seulement 40% des projets financés. Le solaire concentre en revanche le plus de projets soumis à la participation citoyenne avec près de la moitié des projets (pour 37% des sommes collectées).

⁴³ Horizon (European Commission), 2017, "Cutting out the middleman in renewable energy"

⁴⁴ Greenunivers et Financement Participatif France, 2017, baromètre du crowdfunding ENR

- Sur 66 projets financés en 2016, 62 projets concernent des projets d'énergie renouvelable implantés en France métropolitaine. Seule Lendosphere a financé en 2016 quatre projets en Afrique (Sénégal, Bénin, Namibie) pour un montant cumulé de 2,8 M€.

Cet essor du crowdfunding devrait se poursuivre dans les années à venir, stimulé notamment en France par le bonus accordé aux projets intégrant 40% de participation citoyenne dans les appels d'offres CRE. Une estimation fournie par Solar Plaza et reprise par le Commissariat Général au Développement Durable en 2017 chiffre à 5 Mds\$ l'investissement potentiel par financement participatif dans les toits solaires au cours des cinq prochaines années au niveau mondial.

II. Un bon niveau d'acceptabilité de la transition énergétique, à surveiller et maintenir cependant avec la hausse des coûts de l'énergie

Le développement de ces diverses formes de participation du consommateur – particulier et entreprises – à la production et au système énergétique en général témoigne d'une implication croissante des consommateurs dans la transition énergétique, et démontre que celle-ci bénéficie d'un bon niveau d'acceptabilité globale, malgré des oppositions locales fréquentes mais minoritaires à certains projets (notamment éoliens).

Un autre témoin de la bonne appropriation globale par la société de la transition énergétique est le développement des « offres vertes », qui sont aujourd'hui proposées par la grande majorité des fournisseurs et font généralement l'objet de leurs campagnes marketing.

Néanmoins, en raison du coût de la transition énergétique et de son impact sur les factures des consommateurs, ce niveau d'acceptabilité ne doit pas nécessairement être considéré comme acquis. Dans les pays où la transition énergétique est la plus avancée, comme l'Allemagne, le développement de capacités renouvelables importantes alors que le coût de ces capacités était encore beaucoup plus élevé qu'aujourd'hui a fortement impacté la facture des consommateurs. Malgré cela, les sondages allemands montrent que la transition énergétique en général continue à être soutenue et souhaitée par les citoyens, même si quelques débats émergent en lien avec la répartition du coût de la transition (exemptions de taxe EEG pour certains consommateurs). Par ailleurs, la décroissance soutenue du prix des technologies ENR devrait limiter cet effet dans les années à venir.

L'augmentation des tarifs d'utilisation des réseaux est une autre source de hausse de la facture des consommateurs, qui doit être surveillée dans les années à venir pour continuer à garantir l'acceptabilité de la transition énergétique. L'exemple allemand, où les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de 50 Hertz et TenneT ont fortement augmenté ces dernières années, démontre la nécessité d'une bonne coordination entre le développement des ENR et le développement des réseaux électriques, afin de limiter le coût lié au réseau de la transition énergétique.

1) L'appropriation par la société de la transition énergétique

Le développement de l'autoconsommation, des PPAs, des coopératives ENR et du crowdfunding pour les projets ENR témoigne de la volonté des consommateurs de s'impliquer dans la transformation du système énergétique, et du bon niveau d'appropriation sociale dont bénéficie la transition énergétique de manière générale. Cela est confirmé par quelques sondages : le sondage « Les Français et l'énergie solaire » effectué par Enerplan en 2016 montre des opinions largement favorables aux renouvelables,

le solaire obtenant le plus haut score (93%)⁴⁵ ; de même une étude IFOP/FEE en 2016 établit que plus de 75% des français (y compris riverains) ont une image positive de l'énergie éolienne⁴⁶. En Allemagne, des sondages effectués régulièrement sur l'acceptabilité de l'Energiewende montrent que près de 90% des citoyens y sont favorables⁴⁷ (en dépit de contestations locales mais minoritaires se produisant régulièrement en phase de développement de projet pour des raisons d'intégrité du paysage).

La multiplication des fournisseurs d'électricité et même de gaz proposant des offres vertes et axant leur marketing sur ces offres témoigne également du fait que la transition énergétique porte une image très positive auprès du public. Fin 2017, une quinzaine de fournisseurs proposent des offres d'électricité 100% verte en France, dont en premier lieu ENGIE, mais aussi Ekwateur, Enercoop, Direct Energie, Total, et plus récemment EDF. Certains (ENGIE, Direct Energie, Ekwateur) proposent également des offres gaz vert, incluant un pourcentage minimal de biométhane. **Le marketing de ces fournisseurs s'appuie fortement sur ces offres, avec un succès apparent : depuis la décision d'ENGIE en 2016 de ne proposer que de l'électricité verte pour tout nouveau contrat souscrit, plus d'un million de clients ont rejoint ce fournisseur, démontrant l'appropriation croissante de la transition énergétique par les citoyens**⁴⁸.

Une part importante des fournisseurs achètent leurs garanties d'origine dans d'autres pays européens, l'offre en garanties d'origine y étant abondante et peu coûteuse. En France, peu de garanties d'origine sont émises aujourd'hui par rapport à la production renouvelable française, en raison du contexte réglementaire (voir encadré p.15). Seul un petit nombre de fournisseurs (Enercoop, IleK) proposent donc aujourd'hui des offres garantissant la provenance géographique de la fourniture, en achetant conjointement l'électricité renouvelable de l'installation et la garantie d'origine. **Cette situation pourrait néanmoins évoluer avec la mise aux enchères à venir**⁴⁹ **des garanties d'origine issues de la production renouvelable bénéficiant de mécanismes de soutien : beaucoup plus de fournisseurs devraient être en mesure de fournir une électricité verte adossée à des garanties d'origine françaises, et des offres « locales » françaises pourraient apparaître sur le marché.**

2) Une vigilance nécessaire sur l'acceptabilité de la transition énergétique

En raison du coût de la transition énergétique et de son impact sur les factures des consommateurs en général, il existe – en dépit des tendances favorables listées au paragraphe précédent – un risque de rejet par les consommateurs de cette transition, et son acceptabilité ne doit pas nécessairement être considérée comme acquise.

En Allemagne et au Danemark par exemple, qui sont les premiers pays où des quantités importantes d'ENR intermittentes ont été installées, le coût de l'électricité pour les ménages a augmenté de manière continue depuis le début des années 2000. Il a presque doublé en Allemagne sous l'effet notamment de la taxe EEG⁵⁰. Cependant cette augmentation est plutôt le résultat du développement d'importantes capacités renouvelables à un moment où leur coût était bien plus élevé qu'aujourd'hui. L'association

⁴⁵ Enerplan, 2016, Les Français et l'énergie solaire

⁴⁶ IFOP/FEE, 2016, Etude d'opinion auprès des riverains de parcs éoliens, des élus et du grand public

⁴⁷ Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) Postdam, 2017, "Social Sustainability Barometer"

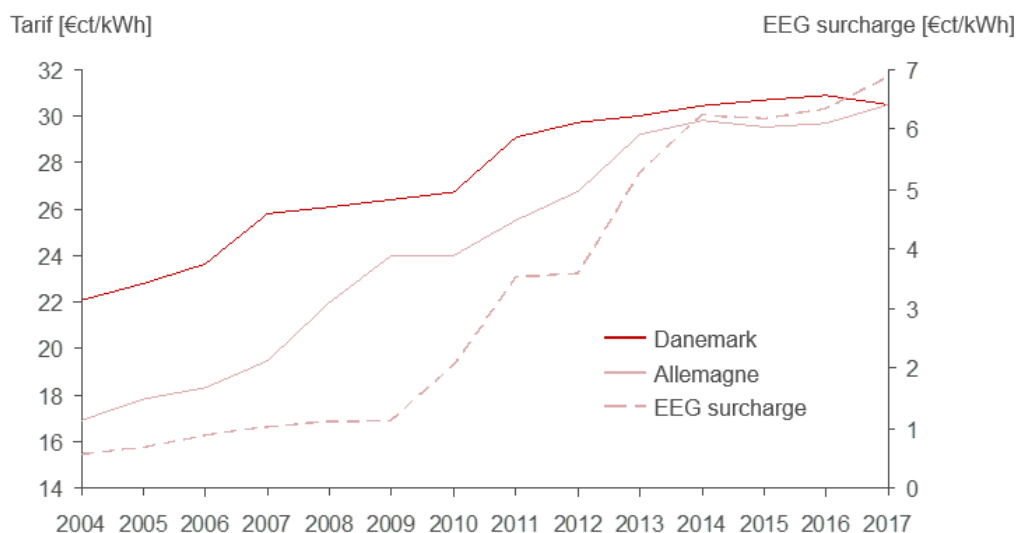
⁴⁸ ENGIE, 2017, « ENGIE, premier fournisseur d'électricité verte en France, vise 2 millions de clients « verts » à fin 2018 »

⁴⁹ Décret d'application de la loi du 24 février 2017 attendu en 2018

⁵⁰ Surcharge acquittée par les consommateurs d'électricité sur leur facture pour financer la transition énergétique allemande : cette taxe couvre la différence entre les prix spots et les tarifs de vente des énergies renouvelables

Agora Energiewende estime que la hausse de la taxe EEG devrait cesser autour de 2023, avant de baisser de manière continue jusqu'en 2035⁵¹. Les prix de marché, le niveau de demande en électricité, et les volumes exemptés (autoconsommation résidentielle et industrielle) devraient remplacer les coûts des renouvelables en tant que drivers principaux de la taxe EEG.

Figure 12 : Evolution des tarifs résidentiels de l'électricité en Allemagne et au Danemark, depuis 2004



Sources : Eurostat

En dépit de ces phénomènes, les sondages effectués montrent que **la très vaste majorité des allemands restent favorables à la transition énergétique en général**. Le dernier sondage daté de novembre 2017 sur l'acceptabilité de l'EEG en Allemagne révèle que 88% des personnes interrogées répondent par l'affirmative à la question « Approuvez-vous la transition énergétique en général ? »⁵². **Les tendances présentées dans les paragraphes précédents, et en particulier le financement participatif et l'autoconsommation, jouent en faveur de l'acceptabilité de la transition énergétique en impliquant au plus près les consommateurs qui la financent**. A titre d'exemple, une étude allemande publiée en 2016 évaluait à 51 M€ sur 20 ans la création de valeur locale supplémentaire pour un parc éolien de 21 MW porté par les acteurs du territoire (investisseurs citoyens et publics, gestion par la Stadtwerke, sous-traitants locaux, banque locale, etc.), par rapport au même parc porté par des acteurs externes⁵³.

Une autre source d'augmentation des factures énergétiques – à surveiller dans les années à venir pour continuer à garantir l'acceptabilité de la transition – est la hausse des tarifs d'utilisation des réseaux, notamment pour les consommateurs industriels raccordés au réseau de transport. En Allemagne, les tarifs d'utilisation du réseau de transport de 50 Hertz ont augmenté de 40% entre 2016 et 2017⁵⁴, et ceux de TenneT ont presque doublé. Ces deux TSO allemands sont ceux ayant les capacités installées renouvelables (et en particulier éoliennes) les plus importantes sur leurs zones de contrôle, et sont donc les plus impactés par les phénomènes de congestion⁵⁵. Pour une aciérie connectée au réseau de

⁵¹ Agora Energiewende, 2015, projected EEG costs up to 2035

⁵² Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) Postdam, 2017, "Social Sustainability Barometer"

⁵³ IdE, 2016, Regionale Wertschöpfung in der Windindustrie am Beispiel Nordhessen

⁵⁴ 50 Hertz, 2017, rapport annuel 2016

⁵⁵ Les coûts de gestion de la congestion ont atteint en 2015 un pic à 354 M€ pour 50 Hertz

transport de 50 Hertz, l'augmentation du tarif entre 2016 et 2017 entraîne des dépenses supplémentaires de l'ordre de 3 M€ par an.

Cet exemple montre l'importance, pour limiter les coûts de la transition énergétique, d'une bonne coordination entre le développement des ENR et le développement des réseaux électriques (cf monographie sur les réseaux électriques). Même si la baisse du coût des ENR rend les nouveaux développements des ENR beaucoup moins coûteux que par le passé, il est indispensable de limiter aussi les coûts de réseau.

Enfin les sondages révèlent que **si la transition énergétique en elle-même n'est pas contestée, près de 50% des personnes interrogées remettent en question l'équité de la répartition du coût de cette transition entre les consommateurs.** Deux phénomènes spécifiques à l'Allemagne peuvent éclairer cette position des consommateurs :

- La tarification des réseaux de transport en Allemagne est différenciée par zone de contrôle de chaque TSO. Cela occasionne des tarifs beaucoup plus élevés dans certaines régions, notamment les zones de contrôle de TenneT et 50 Hertz qui accueillent la majorité de la capacité éolienne installée et font face à des coûts élevés de gestion des congestions réseau. Les industriels impactés par ces tarifs font valoir que la transition énergétique est un projet national, et que les coûts liés à l'acheminement de l'énergie éolienne des sites de production dans le nord et l'est du pays aux zones de forte consommation de l'ouest et du sud devraient être répartis au niveau national également.
- Les exemptions et plafonds accordés aux industriels et prosumers sur la surcharge EEG, pour ne pas handicaper leur compétitivité, alourdissent la charge pour les particuliers.
 - o Jusqu'en 2014, l'électricité autoconsommée était totalement exempte de l'EEG surcharge ; les industries consommant plus de 1 GWh/an payaient une taxe EEG extrêmement réduite (1 à 10% de la surcharge normale) ; pour les compagnies de transport ferroviaire, la surcharge était plafonnée à 0,05 c€/kWh pour 90% de leur consommation. L'ensemble des consommations concernées par une exemption totale ou un plafonnement très bas de la taxe EEG atteignait en 2014 ~160 TWh, soit ~30% de la consommation totale.
 - o Une procédure de l'Union Européenne a amené une révision de ces règles en 2016 pour les industriels : désormais seules les cogénérations existantes pour l'autoproduction sont exemptées entièrement. Les nouvelles devront payer la totalité de l'EEG surcharge, ou 40% seulement s'il s'agit de cogénérations renouvelables ou haute efficacité⁵⁶.

Un autre élément à prendre en compte sur le thème de l'acceptabilité de la transition énergétique, dont l'impact est plus difficile à estimer à terme, est la question des requis fonciers pour mettre en œuvre des taux importants d'ENR. Dans ce cas aussi, les mécanismes de participation citoyenne comme le financement participatif communautaire ont un rôle important à jouer pour renforcer l'acceptabilité des projets locaux, c'est-à-dire de la transition énergétique dans ses aspects les plus concrets.

⁵⁶ Enerdata ,2016, "Germany reaches agreement with the EU on EEG surcharge exemptions"

III. Annexes

1) Glossaire

- **BP** : Bilan Prévisionnel
- **CRE** : Commission de Régulation de l'Energie
- **CSPE** : Contribution au Service Public de l'Energie
- **EEG** : Erneuerbare Energien Gesetz (German Renewable Energy Sources Act)
- **ENR** : Energies Renouvelables
- **FiT** : Feed-in-Tariffs
- **PPA** : Power Purchase Agreement
- **RE100** : initiatives d'entreprises d'engageant à atteindre 100% de fourniture d'électricité renouvelable
- **TSO** : Transmission System Operator
- **TURPE** : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
- **ZNI** : Zone Non Interconnectée

2) Liste des figures

Figure 1 : Répartition chronologie schématique de la production et de la consommation d'une installation PV au cours d'une journée	7
Figure 2 : Panorama mondial du PV résidentiel et de l'autoconsommation (10 premiers marchés) et aperçu du contexte dans 5 de ces pays.....	9
Figure 3 : Evolution comparée des FiT pour le PV résidentiel et du prix de détail en Allemagne.....	10
Figure 4 : Rémunération de l'énergie PV produite au Royaume-Uni en 2017	11
Figure 5 : Schéma de principe d'une opération d'autoconsommation collective pour un pas de temps donné	13
Figure 6 : Développement de l'autoconsommation individuelle résidentielle en France selon les scénarios du BP RTE 2017	14
Figure 7 : Hausse de la variabilité de la courbe de charge sur le réseau de CAISO, et accentuation de la "duck curve" entre 2012 et 2017.....	15
Figure 8 : Développement des corporate PPAs dans le monde et en Europe entre 2008 et 2016	18
Figure 9 : Contractualisation de corporate PPA en Europe à fin 2016	20
Figure 10 : Liste des 10 principaux acteurs ayant contractualisé des PPA en 2016 [MW].....	21
Figure 11: Panorama des entreprises du RE100	21
Figure 12 : Evolution des tarifs résidentiels de l'électricité en Allemagne et au Danemark, depuis 2004	27

3) Bibliographie

50 Hertz, 2017, "Annual Report 2016"

Australian PV Institute, 2017, open data

Connaissance des énergies, 2017, « L'autoconsommation : émergente en France, très courante en Allemagne »

CRE, 2017, « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 décembre 2017 portant avis sur le projet de décret organisant la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables en application des articles L. 314-14-1 et L. 314-17 du code de l'énergie »

CRE, 2017, « Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018 »

CRE, 2017, « Eléments de Réflexion – Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation »

Deloitte, 2017, « 2017 Outlook on renewable energy »

E-CUBE Strategy Consultants, 2014, « L'autoconsommation photovoltaïque, principes économiques, revue des développements actuels et perspectives »

E-CUBE Strategy Consultants, 2017, « Autoconsommation Collective et Blockchain »

Enedis, 2017, "Costing network services for consumers with PV self-generation"

Enerdata, 2016, "Germany reaches agreement with the EU on EEG surcharge exemptions"

Energysage, 2017, "California home battery rebate: Self-Generation Incentive Program (SGIP) explained"

Eurostat, 2017, « Prix de l'électricité pour client résidentiel, données semestrielles »

GreenTechMedia, 2017, "The Latest Trends in Corporate Renewable Energy Procurement"

Greenunivers et Financement Participatif France, 2017, baromètre du crowdfunding ENR

GTM Research, 2017, "Solar Market Insight report Q2 2017"

Horizon (European Commission), 2017, "Cutting out the middleman in renewable energy"

IdE, 2016, "Regionale Wertschöpfung in der Windindustrie am Beispiel Nordhessen"

IEA, 2016, "Review and analysis of PV self-consumption policies"

IHS Markit, 2017

Izumi KAIZUKA, RTE Corporation, 2016, "PV plus electricity storage, a Japanese case"

Massachusetts Government Website, 2017, "Solar Carve-Out II (SREC II) Statement of Qualification Application"

National Statistics, 2017, « Solar photovoltaics deployment »

RTE, 2017, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre demande – édition 2017 »

TenneT, price sheets 2016-2017

The Telegraph, 2017, "Energy regulator faces up to looming network cost dilemma"

US EIA and Renewable Energy Choice