

L'autoconsommation photovoltaïque

*Principes économiques,
revue des développements actuels
et perspectives*



***E-CUBE Strategy Consultants** est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale*

Nos trois domaines d'expertise :

- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement

E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris (Siège), Lausanne et Bruxelles et de ses bureaux de représentation à Munich, Tunis, San Francisco, Chennai et Hong Kong.

Pour plus d'informations, veuillez visiter www.e-cube.com

Principes économiques, revue des développements actuels et perspectives pour l'autoconsommation photovoltaïque

Avant-propos

En France, comme dans beaucoup de pays européens, la phase d'amorçage de la filière photovoltaïque a été soutenue par un système de tarif d'obligation d'achat (*feed-in tariff*) ou d'appel d'offres dans lesquels la production est intégralement injectée au réseau et rémunérée à un prix garanti sur 20 ans. Aujourd'hui, la croissance de la filière invite naturellement les pays les plus en avance de phase à revoir le modèle économique du photovoltaïque, compte tenu de :

- L'amélioration de la compétitivité du photovoltaïque liée à la baisse des coûts des installations (-50% en 5 ans, passage sous le seuil de 1\$/W en 2012) ;
- Le coût des mesures de soutien remettant en cause la soutenabilité du modèle à moyen terme (surcoût du photovoltaïque en France en 2013 de 1,9 Mds€ (2,4 Mds€ attendus en 2014) soit 37% de la CSPE – 5€ /MWh pour le consommateur final vs 14 €/MWh en Allemagne) ;
- En Europe, la volonté de la Commission Européenne de faire évoluer les

mécanismes d'aides aux énergies renouvelables vers une plus grande intégration marché .

Dans ce contexte, l'autoconsommation est souvent présentée comme l'évolution « naturelle » du modèle économique du solaire ; la notion de parité réseau, c'est-à-dire de rentabilité sans subvention de l'énergie autoconsommée étant l'indicateur de référence pour mesurer la compétitivité de la filière photovoltaïque.

Dans l'attente de la publication des conclusions du groupe de travail sur l'autoconsommation, et à l'occasion de la conférence d'automne de l'AEEC sur l'évolution des mécanismes de soutien à la production d'énergie renouvelable, cette note cherche à discuter des risques et opportunités liés au développement du photovoltaïque autoconsommé en France ainsi que de son impact vu du système électrique (valeur vs. coûts et transferts engendrés¹⁾).

1) Ne sont pas traitées ici les distorsions de marché et impacts sur le coût de production de l'évolution du mécanisme de valorisation

Synthèse

Après la Californie, l'Allemagne ou l'Italie, la parité réseau pourrait être progressivement atteinte en France à partir de 2016. Il s'agit, en première lecture, d'une bonne nouvelle pour l'avenir du photovoltaïque en France : redynamisation de la filière et opportunités pour l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur, y compris les consommateurs finaux – sans augmentation du volume de la CSPE, argument de poids dans le contexte actuel de tension budgétaire.

En seconde lecture pourtant, l'analyse économique montre que la structure actuelle des tarifs d'électricité²⁾ (part souscription de puissance [€/kW/an] vs part énergie [€/MWh]) ne permet pas de refléter les bons signaux de coûts. La parité réseau se fonde essentiellement sur une imperfection de marché liée au tarif d'utilisation du réseau (TURPE), qui ne reflète pas la structure de coût des gestionnaires de réseau de distribution, et à l'exonération de CSPE dont bénéficient les autoconsommateurs. En fin de comptes, tant que l'autoconsommation ne garantit pas une réduction significative de la pointe pour le réseau, le bilan pour le système électrique reste le même que celui obtenu avec le tarif d'obligation d'achat. L'économie de l'autoconsommation se résume très majoritairement à un transfert de l'effort consacré par l'ensemble de la collectivité au développement des énergies renouvelables vers les seuls non-autoconsommateurs.

Le modèle d'autoconsommation n'est pas à balayer d'un revers de main pour autant. L'atteinte de la compétitivité du photovoltaïque dans l'hypothèse où le tarif d'électricité reflète les bons signaux de coûts ne devrait pas avoir lieu avant 2025. D'ici là, le développement de la filière ne pourra se passer d'un mécanisme de soutien au financement de l'énergie solaire. Dans ce cadre, l'autoconsommation reste en soi une solution vertueuse : elle fait émerger la notion de « prosommateur » d'électricité en obligeant l'utilisateur final à prendre conscience de sa consommation et des coûts associés et à

devenir un acteur actif du système électrique. Elle reste également « le sens de l'histoire » dans un contexte de montée en puissance de nouveaux modèles de gestion décentralisée de l'énergie et d'apparition de ruptures technologiques et économiques – en particulier le stockage et l'effacement.

L'enjeu aujourd'hui est avant tout un enjeu de maîtrise et de pilotage de la filière :

- Maîtriser la vitesse de développement de l'autoconsommation et ne pas être « surpris » par le phénomène. A court terme, la mise en place d'un Observatoire de l'Autoconsommation chargé d'analyser l'ampleur du phénomène et de mesurer l'impact sur le système électrique pourrait répondre à ce besoin. A plus long terme, le développement de l'autoconsommation posera nécessairement la question de la réadaptation du cadre réglementaire (révision du TURPE, en particulier) pour limiter les transferts économiques injustifiés entre utilisateurs du réseau ;
- Soutenir des développements qui font sens, en favorisant :
 - * Les zones où l'autoconsommation présente un intérêt économique majeur : expérimentations ZNI et autres zones à potentiel (fort ensoleillement, concomitance de la production solaire avec les heures de pointe...), localisation des installations tenant compte des contraintes locales du réseau, etc.
 - * Les modèles d'affaire de gestion intelligente et optimisée de l'énergie à échelle locale : expérimentations *smart cities* / boucle locale d'énergie, adaptation des mécanismes incitatifs privilégiant les solutions d'ilotage (stockage, effacement), etc. A titre d'illustration, la généralisation du bâtiment à énergie positive à partir de 2020 pourrait intégrer des notions de solutions optimisées d'autoconsommation.

2) Toutes charges comprises (y compris TURPE et taxes)

1. Retours d'expérience internationaux

La question de la compétitivité des énergies renouvelables est souvent posée en termes de parité réseau. Elle se définit comme le niveau auquel le coût de production d'une nouvelle énergie égale le prix de l'électricité sur le réseau : il devient ainsi plus avantageux de produire son électricité soi-même (« autoconsommation ») plutôt que de s'approvisionner sur le réseau en payant le prix de marché et le tarif d'acheminement. Cette parité réseau est déjà une réalité puisqu'elle est désormais atteinte dans certaines régions à fort ensoleillement et à prix de l'énergie de réseau élevé (Californie ou Italie par exemple).

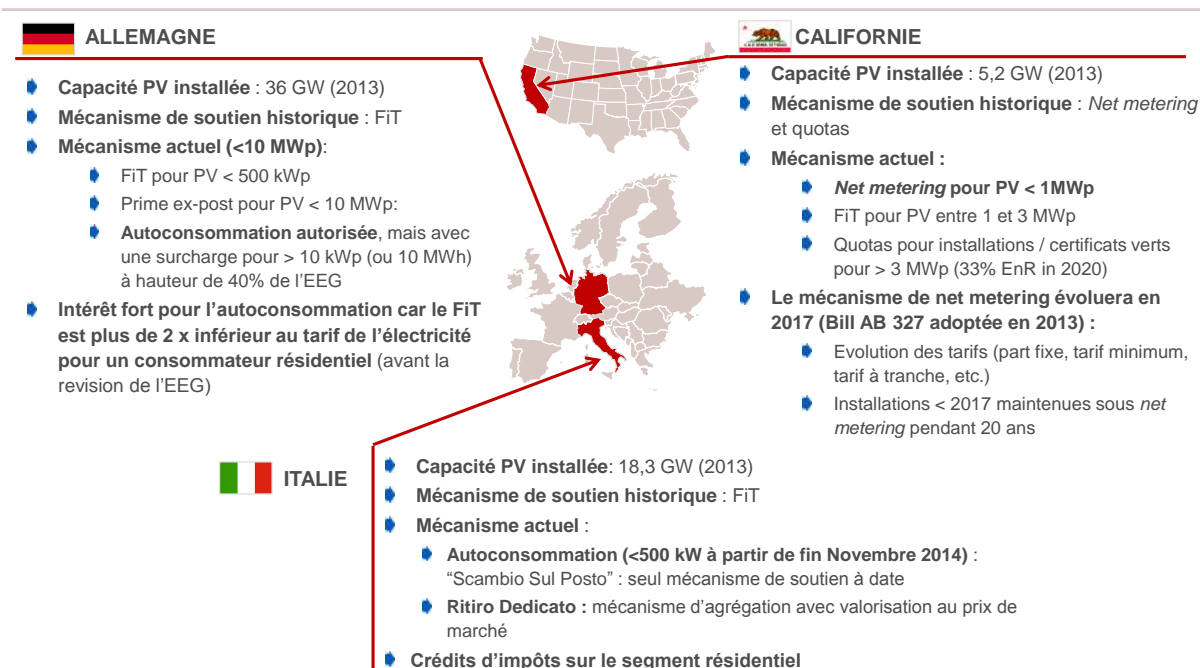
A première vue, la compétitivité du photovoltaïque pour l'autoconsommation permettrait de poursuivre le développement de la filière tout en réduisant les subventions directes. Le contexte actuel montre une tendance au développement de ce type de modèle (en Europe : Allemagne, Italie, Royaume-Uni, Belgique, Pays Bas, Danemark, Espagne). Deux grandes familles de cadre réglementaire se distinguent :

- **Le net energy metering** : l'autoprodacteur reçoit un crédit pour chaque kWh qu'il produit en sus de sa consommation

propre et qu'il injecte sur le réseau. A chaque fin de période (selon le système : période de facturation / *net-billing*, pas mensuel, pas journalier, pas horaire, etc.) le bilan est fait de la production et consommation du site. Les Etats-Unis ont introduit des dispositifs de *net energy metering* dès la fin des années 1990³⁾ ; aujourd'hui 43 états sont concernés, la Californie en tête (env. 50% capacité PV installées aux USA).

- **La prime au kWh autoconsommé** : chaque kWh autoconsommé donne droit à un bonus tandis que les kWh injectés sur le réseau sont rémunérés à un tarif spécifique (type *feed-in tariff*) inférieur au gain procuré par l'autoconsommation. Avec l'atteinte progressive de la compétitivité la prime et le tarif sont amenés à diminuer et la prime, en particulier, à disparaître. Ce type de dispositif a été introduit en Allemagne en 2009 et la prime y a été supprimée en 2012 une fois la parité réseau atteinte. L'autoconsommation représentait en 2013 90 à 85% des nouveaux systèmes installés <40 kW, 70% pour les <1 MW.

Illustration 1 : Zoom sur 3 marchés leaders de l'autoconsommation



Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants, CPUC, BundesNetzAgentur

3) Aux Etats-Unis les fournisseurs ont une obligation de sourcer des REC (certificats d'énergies renouvelables) constituant un cadre favorable au développement de dispositifs de *net energy metering*.

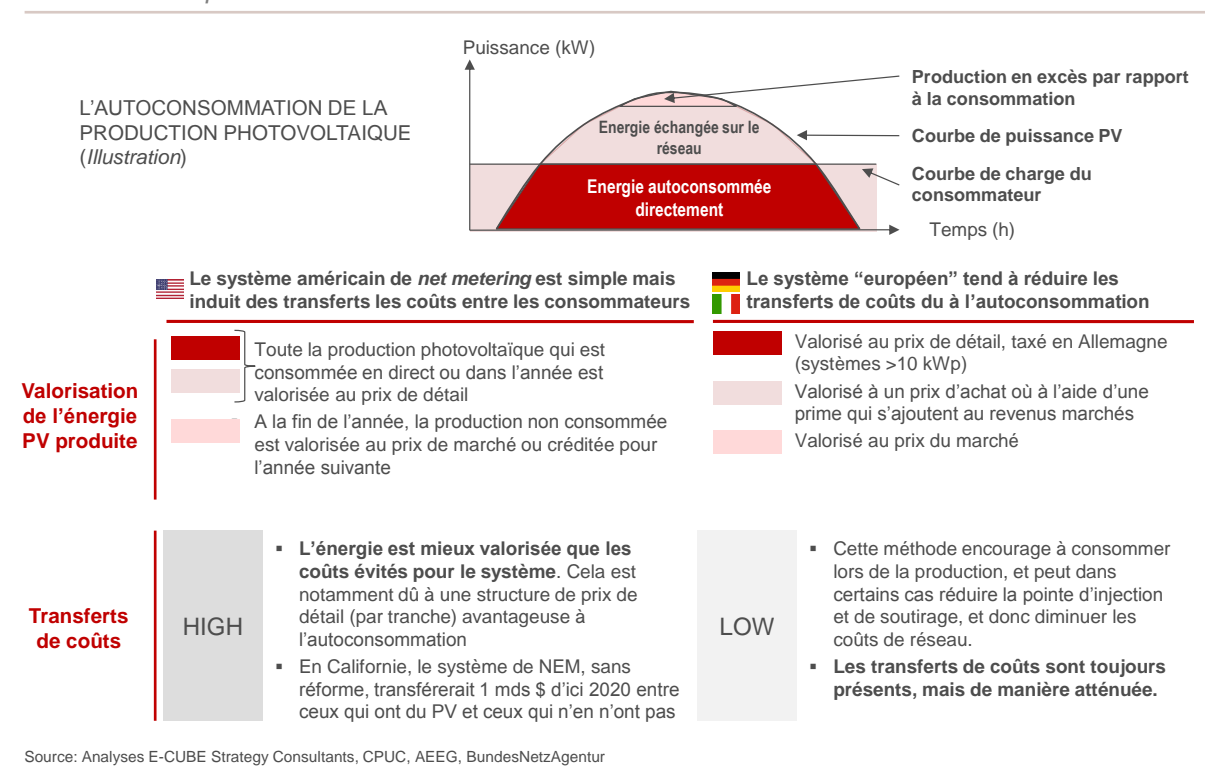
Les retours d'expérience internationaux montrent cependant dès aujourd'hui les limites des modèles actuels d'autoconsommation :

- Ces modèles constituent une perturbation importante dans l'équilibre économique :
 - * des fournisseurs / responsables de réseau qui doivent être en mesure de servir globalement la même puissance mais avec un taux d'utilisation plus faible ;
 - * des opérateurs de réseau, pris en ciseau entre des coûts de réseau constants et des revenus en baisse de leur indexation sur la consommation. La loi AB227 adoptée en septembre 2013 en Californie

évolue en ce sens, via la mise en place d'une part fixe dans la structure tarifaire du réseau.

- Ils posent la question des effets de transferts économiques vers les non-autoconsommateurs (coûts de réseau, taxes / CSPE, etc.) et de la « désolidarisation » du système. Ainsi, en Allemagne, la révision de la loi EEG adoptée le 8 avril 2014 en Conseil des ministres indique que les prochains autoconsommateurs devront participer au financement à hauteur de 40% de la contribution EEG (équivalent de la CSPE en France).

Illustration 2 : Impact du modèle d'autoconsommation sur les transferts de coûts



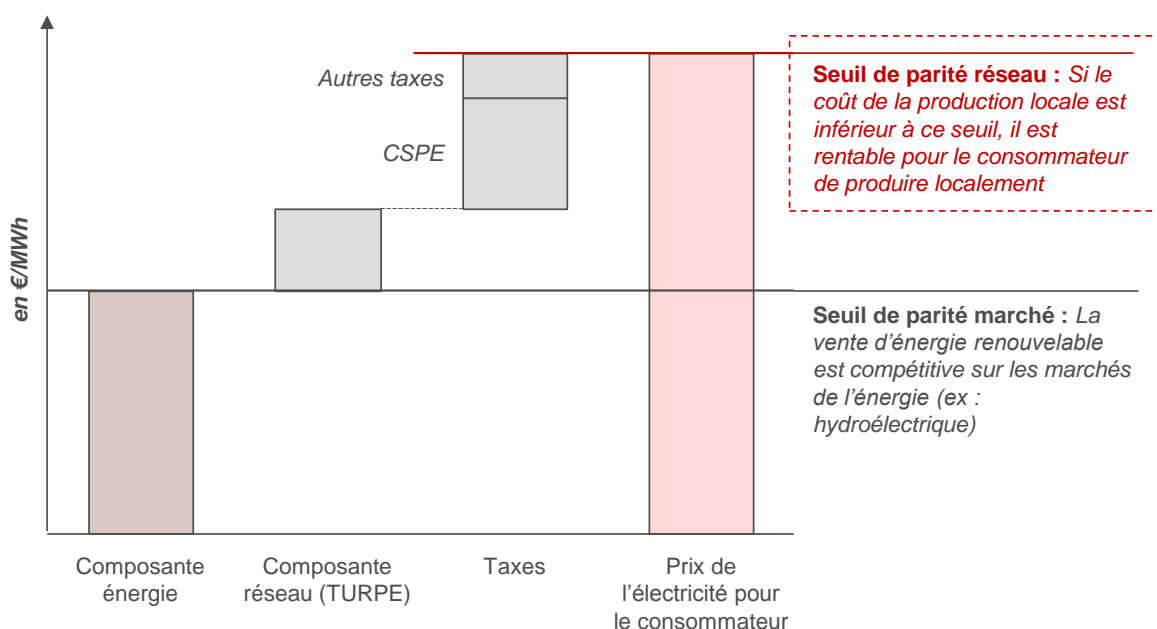
2. Coûts et valeurs de l'autoconsommation pour le système électrique

La notion de coûts évités

Du point de vue de l'autoconsommateur, l'économie de l'autoconsommation repose sur l'écart entre coûts de production de l'électricité autoconsommée et le coût de l'électricité soutirée sur le réseau, l'écart constituant un « coût évité ». Dans l'attente de l'arrivée à compétitivité des systèmes de

stockage qui permettrait une réelle autonomie de l'autoconsommateur, celui-ci doit conserver un raccordement au réseau pour assurer un « back-up ». La puissance souscrite sur le réseau reste inchangée et le coût évité se limite donc à la part variable de la facture du consommateur - qui se décompose en une part énergie, réseau (TURPE) et des taxes (CSPE⁴) et taxes locales).

Illustration 3 : Principe de parité réseau



En France la parité réseau pourrait être atteinte dès 2016, pour les consommateurs présentant des caractéristiques favorables en termes de profil de consommation et de niveau d'ensoleillement. La compétitivité du modèle d'autoconsommation s'inscrira dans un double contexte :

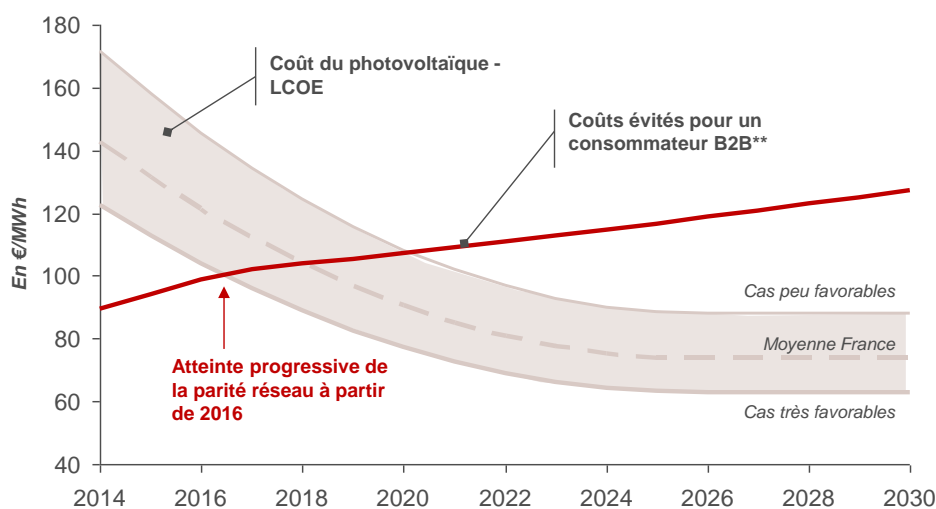
- D'augmentation des prix de l'électricité pour les consommateurs finaux et de baisse des coûts des installations photovoltaïques ;

- De diminution progressive des tarifs d'obligation d'achat (dans l'hypothèse où aucun mécanisme incitatif particulier ne vient s'y substituer).

Dans un premier temps, cette évolution conduira à rendre compétitifs les systèmes professionnels pour lesquels l'intégralité de la production photovoltaïque peut être autoconsommée.

4) En principe, la CSPE est due par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés y compris les auto-producteurs. Cependant, un seuil d'exonération a été fixé à 240 GWh (article L. 121-11 du Code de l'Energie).

Illustration 4 : Atteinte de la parité réseau sur le segment commercial et industriel



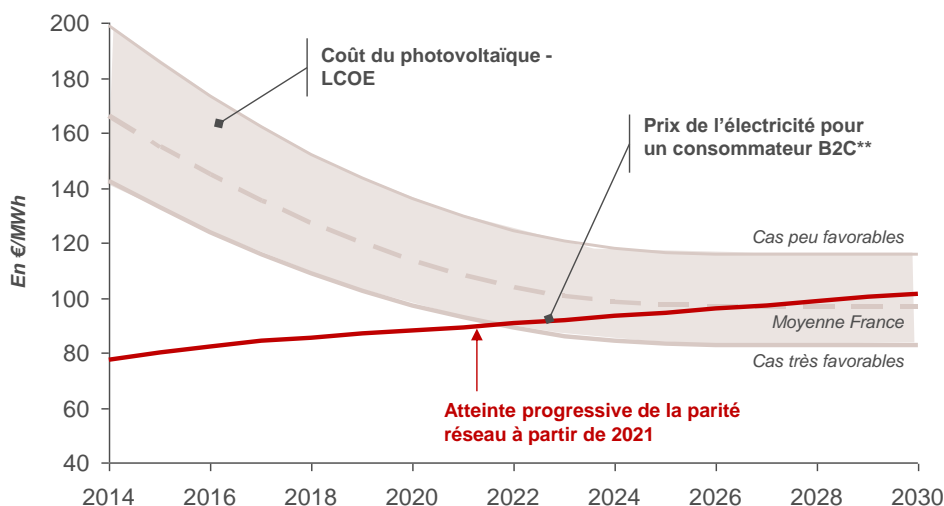
** Dans l'hypothèse où 100% de l'énergie produite est autoconsommée
 Pour un professionnel de taille moyenne raccordé en basse tension (profil tarif jaune – 36 à 100 kW). Pour un consommateur raccordé en HTA (profil tarif vert A – 100 à 250 kW), l'atteinte de la parité réseau devrait être retardée d'une à 2 années. Ces segments de consommateurs seront directement touchés par l'extinction des tarifs régulés verts et jaunes au 31 décembre 2015. Les valeurs sont en €₂₀₁₄.

Source : Analyse et base de donnée E-CUBE Strategy Consultants

Le *time-to-market* du secteur résidentiel devrait être cependant plus éloigné que les secteurs commerciaux et industriels aux courbes de charges plus adaptées au profil PV. En effet, l'EPIA estime que le pourcentage maximum d'autoconsommation chez un particulier - avec mise en place de système de gestion de la

demande mais hors stockage - reste inférieur à 45%⁵⁾; la rentabilité sans subvention du photovoltaïque dépend ainsi à la fois de la parité réseau (pour la part autoconsommée) et de la parité marché (pour la part non-autoconsommée).

Illustration 5 : Atteinte de la parité réseau sur le segment résidentiel



** Dans l'hypothèse où 45% de l'énergie produite est autoconsommée – le reste de l'énergie est valorisé au prix de marché
 Pour un consommateur particulier bénéficiant d'un tarif réglementé (tarif bleu)
 Les valeurs sont en €₂₀₁₄.

Source : Analyse et base de donnée E-CUBE Strategy Consultants

5) Sans système de gestion de la demande il est inférieur à 30% (27% en moyenne en Allemagne aujourd'hui)

La valeur de l'autoconsommation pour le système électrique

La valeur de l'autoconsommation est définie par les avantages procurés par le photovoltaïque autoconsommé au fonctionnement et à la gestion du système électrique. Deux valeurs majeures peuvent être identifiées⁶⁾ :

- *La valeur énergie de l'électricité produite*, par référence aux prix de marché de l'électricité aux moments de la production photovoltaïque⁷⁾. En 2014, la valeur énergie du photovoltaïque a été estimée par la CRE à 47 €/MWh⁸⁾ ;
- *La valeur pour les infrastructures de réseau (distribution et transport)*. Elles peuvent être de deux natures :
 - * *La valeur de réduction des pertes d'acheminement* : L'acheminement d'un kWh électrique de son lieu de production vers son lieu de consommation implique des pertes réseaux liées à la résistance des lignes d'acheminement : en réduisant la quantité d'électricité sur le réseau, l'autoconsommation représente une économie de coûts. La totalité des pertes représentent aujourd'hui environ 7 à 8% de la consommation nette d'électricité française⁹⁾ ; pour un MWh autoconsommé, cela représente une valeur de 4 €/MWh¹⁰⁾ en 2014. A noter néanmoins que les pertes provoquées par la consommation d'un kWh varient fortement en fonction de la localisation de cette consommation sur le réseau d'acheminement et que cette valeur ne prend également pas en compte les éventuels coûts

d'ajustement liés à la difficile prévisibilité de l'autoconsommation ;

- * *La valeur liée aux investissements réseaux* : Certaines zones de consommation font l'objet de capacités d'acheminement limitées impliquant des congestions à venir en prévision de l'augmentation de la consommation ; les gestionnaires de réseau sont dès lors amenés à planifier des investissements de renforcement des capacités d'acheminement. Le développement de l'autoconsommation - dans le cas où celle-ci pourrait garantir une réduction de la pointe - peut permettre de différer dans le temps des investissements initialement prévus à une échéance plus courte ; sa valeur correspond ainsi à la rémunération du capital non investi sur la durée de report de l'investissement. Cependant, l'analyse¹¹⁾ montre que même dans les cas favorables où les heures dimensionnantes du réseau sont concomitantes avec la production photovoltaïque, les économies de coûts de réseau restent marginales – de l'ordre de 1 €/MWh – et sont conditionnées par un certain nombre de facteurs déterminants : intégration des capacités photovoltaïques dans la planification, programmation et contrôle de la production, engagement contractuel du producteur, etc. La valeur d'économie de réseau de l'autoconsommation photovoltaïque est ainsi estimée entre 0 et 1 €/MWh.

6) Deux autres valeurs vs coûts devraient être intégrées à l'analyse, mais sont d'un ordre de grandeur négligeable :

- La valeur capacitaire, qui dépend du niveau de participation du solaire à la sécurisation de la pointe de consommation (pour les premières années du mécanisme de capacité RTE retient la valeur de 25% pour le coefficient de contribution de la filière solaire). Tenant compte d'un prix de la capacité de l'ordre de 10 €/kW/an (scénario médian RTE), cette valeur reste négligeable : de l'ordre de 0,3 €/MWh ;
- La valeur vs coûts de flexibilité, c'est-à-dire des coûts de réserve liés à la production photovoltaïque pour garantir l'équilibre du système. Ceux-ci sont considérés comme nuls : aujourd'hui et au moins jusqu'en 2020, le dimensionnement des réserves reste indépendant à l'aléa photovoltaïque.

7) Le 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose que les coûts évités à EDF par les contrats d'achat en métropole continentale sont évalués « par référence aux prix de marché de l'électricité »

8) D'après la « Délibération de la CRE du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014 – Annexe 1 » : coût évité total prévisionnel pour la filière photovoltaïque pour 253,6 M€ pour 5440,7 GWh produits (hors ZNI)

9) Pour les années 2009, 2010 et 2011, le rapport « pertes réseaux / consommation nette » est respectivement de 7,4%, 7,8%, et 7,9% (données RTE – statistiques annuelles l'électricité)

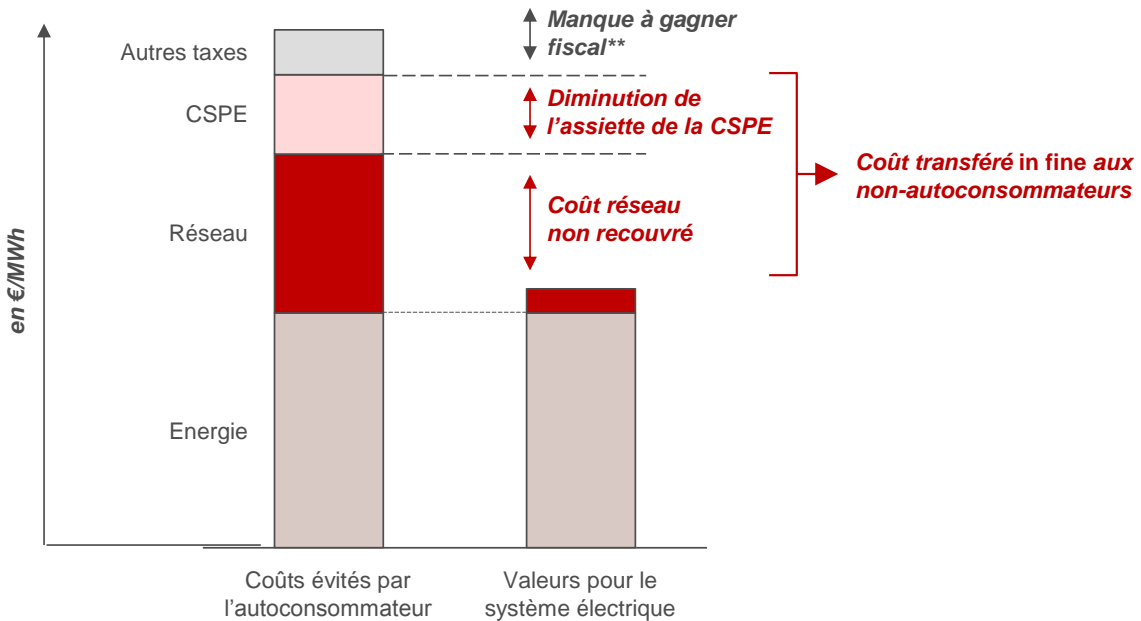
10) Valorisation au prix d'achat des pertes ERDF : 24,59 TWh pour 1239 M€ en 2014 (trajectoire TURPE 4)– « Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juillet 2013 sur le TURPE 4 »

11) Analyse réalisée sur un transformateur moyen en modélisant l'équilibre en situation N-1 (calcul de l'énergie non distribuée)

Ainsi, par rapport aux filières centralisées, la réalité du bénéfice net de l'autoconsommation se limite à sa valeur pour les infrastructures de réseau, soit < 5 €/MWh. Ce chiffre est à mettre en regard avec les coûts évités hors énergie dont bénéficient les autoconsommateurs : entre 40 et 65 €/MWh selon le type de raccordement

pour des consommateurs en basse tension. La différence représente dès lors une survalorisation qui est donnée à l'autoconsommation, et qui se traduit dans les faits par des transferts de charge ou manques à gagner pour les autres acteurs du système électrique.

Illustration 6 : Bilan de l'autoconsommation pour la collectivité



** Non pris en compte dans l'analyse

Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants

3. Un transfert de l'effort consacré par l'ensemble de la collectivité au développement des énergies renouvelables vers les non-autoconsommateurs

Dans ce cadre, l'autoconsommation ne doit pas être interprétée comme ce qu'elle n'est pas : un moyen de développer la production photovoltaïque sans subventions. En tout état de cause, la structure actuelle des tarifs d'électricité (part souscription de puissance [€/kW/an] vs part énergie [€/MWh]) ne permet pas de refléter les bons

signaux de coûts. La parité réseau se fonde essentiellement sur des défaillances de marché, liées notamment :

- Au tarif d'utilisation du réseau (TURPE) qui ne reflète pas la structure de coût de ses opérateurs ;
- A l'exonération de CSPE dont bénéficient les autoconsommateurs.

Un coût réseau non recouvert

L'autoconsommation crée des déséquilibres forts, en particulier sur l'économie de la distribution. Prenons pour illustration le cas d'un petit consommateur type tarif bleu : l'autoconsommation d'énergie photovoltaïque lui permet d'économiser l'ensemble de la part énergie de la composante soutirage de son tarif d'utilisation du réseau – soit 32 €/MWh – alors que son impact sur les coûts réseau est sensiblement moins élevé – 5€/MWh. Chacun de ses MWh autoconsommés représente donc pour les gestionnaires de réseau un manque à gagner de l'ordre de 27 €/MWh.

Cette non-retranscription de la structure des coûts de réseaux réels – à plus de 70% dépendants de la pointe de puissance – dans la formule tarifaire du TURPE, aujourd'hui à 60% fondée sur la part énergie du client final, représentera dès lors un manque à gagner significatif pour les gestionnaires de réseau. In fine, le coût du back-up réseau devra être payé par les clients qui resteront raccordés, même s'ils soutirent peu ; le coût du raccordement devra être augmenté sous peine de voir s'envoler considérablement la part variable du TURPE, accentuant d'autant l'attractivité de l'autoconsommation et amplifiant encore le problème.

Malgré l'amélioration de la compétitivité du photovoltaïque, une grande partie de la baisse de la CSPE induite par l'autoconsommation

(réduction des volumes sous obligation d'achat) fonctionnera ainsi en trompe l'œil : dans les faits, l'autoconsommation induit un transfert du financement des coûts des EnR (CSPE) vers le financement des coûts des réseaux (TURPE). Ceci sera le cas jusqu'à ce la véritable parité réseau soit atteinte, c'est-à-dire que le LCOE du photovoltaïque devienne inférieur ou égal à la valeur créée pour le système électrique – et à condition que les tarifs d'électricité puissent envoyer les bons signaux coûts (cf. infra).

Une diminution de l'assiette de la CSPE

L'autoconsommation posera également la question de la légitimité pour son utilisateur, en tant que consommateur, à ne pas payer la CSPE¹². En réduisant l'assiette de cette-dernière, le renversement de modèle pourra représenter à terme un transfert non négligeable des charges de service public de l'électricité vers les autres consommateurs, avec un risque sous-jacent de désolidarisation du système.

Ainsi, si le mécanisme est intrinsèquement incitatif au développement des ENR via l'autoconsommation, s'il est mal maîtrisé, il pourrait conduire à accentuer la précarité énergétique via l'organisation de transferts économiques entre clients pouvant investir dans le photovoltaïque et ceux ne pouvant pas se le permettre, mais qui vont pourtant avoir à payer une facture subissant une inflation de la part réseau.

4. Pour un développement intelligent de l'autoconsommation en France

L'autoconsommation ne doit pas être interprétée comme ce qu'elle n'est pas : un moyen de développer la production photovoltaïque sans aides publiques ni conditions préférentielles.

In fine, le bilan de l'autoconsommation n'est pas meilleur que le tarif d'obligation d'achat, fondé sur une approche tarifaire de type *cost* +¹³. D'un point de vue réseau, tant que l'autoconsommation ne permet pas de diminution de la puissance souscrite, la valeur

de l'énergie photovoltaïque reste la même, l'électricité transitant toujours vers le point de consommation le plus proche. Comme nous le montrons ci-dessus, si l'on venait à s'appuyer sur le modèle d'autoconsommation pour justifier d'une meilleure maîtrise du développement solaire et d'une baisse du niveau d'imposition (CSPE), le coût du photovoltaïque déployé serait dans les faits intégralement supporté de façon biaisée par ceux qui n'en autoconsomment pas.

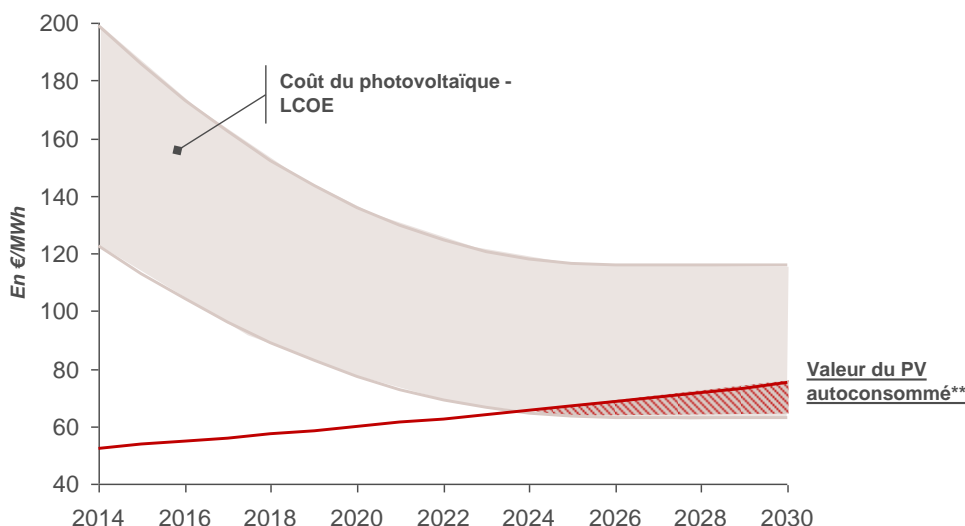
12) Le manque à gagner fiscal (perte de revenus fiscaux pour les taxes assises sur la quantité d'énergie consommée - TVA, TCCFE-TCDFE / TICFE) n'est pas discuté dans cette étude

13) A prix coûtant majoré

Les défis posés par l'autoconsommation ne seront pas sans conséquence sur l'économie du modèle. Une revalorisation des structures de prix du réseau vers une plus grande part fixe annuelle aura pour conséquence de diminuer les gains liés à l'autoconsommation, remettant à son tour en cause la parité réseau du solaire.

L'atteinte de la compétitivité du photovoltaïque dans l'hypothèse où le tarif d'électricité reflète les bons signaux de coûts ne pourrait avoir lieu qu'à partir de 2025 pour les cas les plus favorables (grandes toitures dans le sud de la France).

Illustration 7 : Atteinte de la compétitivité réelle du photovoltaïque en France



** D'après les scénarios UFE – Electricité 2030 (50% nucléaire)

Ainsi, si, sur le long terme, le développement de l'autoconsommation devrait reposer entièrement sur la compétitivité intrinsèque par rapport aux filières centralisées, dans une phase transitoire, le développement de la filière photovoltaïque ne pourra se passer d'un mécanisme de soutien au financement de l'énergie solaire - qu'elle soit autoconsommée ou injectée sur le réseau.

L'autoconsommation reste en soi une solution vertueuse : elle fait émerger la notion de « prosommateur » d'électricité en obligeant l'utilisateur final à prendre conscience de sa consommation et des coûts associés et à devenir un acteur actif du système électrique. Inciter son développement. Elle reste également « le sens de l'histoire » dans un contexte de montée en puissance de nouveaux modèles de gestion décentralisée de l'énergie et d'apparition de ruptures technologiques et économiques – en particulier le stockage et l'effacement qui favorisent l'autoconsommation d'une plus grande part voire de la totalité de

l'énergie produite localement et tendent vers une optimisation de l'usage du réseau.

Indépendamment du niveau de soutien, l'enjeu est donc avant tout un enjeu de maîtrise de la filière :

- **Maîtriser la vitesse de développement de l'autoconsommation** et ne pas être « surpris » par le phénomène. A court terme, la mise en place d'un Observatoire de l'Autoconsommation chargé d'analyser l'ampleur du phénomène et de mesurer l'impact sur le système électrique pourrait répondre à ce besoin. A plus long terme, le développement de l'autoconsommation posera nécessairement la question de la réadaptation du cadre réglementaire (révision du TURPE, etc.) pour éviter toute subvention biaisée du solaire ;
- **Favoriser les zones où l'autoconsommation fait sens**, en particulier dans les zones non interconnectées (ZNI), où le photovoltaïque présente un intérêt

économique majeur (coût de production de l'électricité supérieur, fort ensoleillement, concomitance de la production solaire avec les heures de pointe...). Au-delà des ZNI, la programmation de la localisation des installations devrait tenir compte des contraintes locales du réseau de distribution, identifiées au préalable par les opérateurs de réseau ;

- **Encourager les modèles d'affaires qui font sens.** L'analyse a montré que la valeur de l'autoconsommation était intrinsèquement dépendante de sa valeur réseau : plus elle aura un impact sur la puissance en pointe, plus grande sera sa valeur. Ainsi, doivent être mis en avant les modèles « Smart PV » de gestion intelligente et optimisée de l'énergie à échelle locale et d'ilotage - par exemple stockage et/ou effacement. L'Allemagne a récemment cherché à aller dans ce sens en développant des incitations réglementaires permettant une meilleure intégration de l'autoconsommation via la subvention d'installations de stockage¹⁴⁾ en

contrepartie d'une réduction de puissance¹⁵⁾. En France, le développement de l'effacement pourrait être source d'opportunités via par exemple d'adaptation de la prime d'effacement aux autoconsommateurs d'énergie photovoltaïque. Egalement, le développement du bâtiment à énergie positive (BEPOS) à partir de 2020 pourrait créer un cadre favorable à la mise en place de solutions d'autoconsommation plus optimisées et permettant de réduire les coûts de réseau par rapport à un bâtiment non-BEPOS – ceci sera à la main du régulateur lors de la définition des contraintes photovoltaïques dans le critère BEPOS et fonction des évolutions économiques et technologiques (exemples : évolution du prix des modules, progression de la voiture électrique, etc.).

A propos de l'auteur

Léa Dardenne consultante au sein du bureau parisien d'E-CUBE Strategy Consultant.

14) Y compris les solutions « Vehicle-to-Grid » ou « Vehicle-to-Home », en lien avec les véhicules électriques

15) Adoption en mai 2013 d'un programme de subvention (25 M€/an) pour les installations de stockage <30 kW (subvention à hauteur de min [30 % prix du stockage ; 600€/kW]) ; en contrepartie le producteur s'engage à réduire la puissance d'injection de l'installation PV de 40%)

PARIS - LAUSANNE - BRUXELLES
MUNICH - SAN FRANCISCO - TUNIS - CHENNAI - HONG KONG



www.e-cube.com