

Note de positionnement HESPUL

Contribution d'Hespul aux ateliers de la CRÉ sur l'autoconsommation — septembre 2017

Avant-propos

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en 2016 fixe les objectifs de puissance photovoltaïque installée à 10200 MW fin 2018 et entre 18200 MW (hypothèse basse) et 20200 MW (hypothèse haute) fin 2023

La puissance totale installée fin 2016 étant de l'ordre de 7000 MW, cela signifie qu'il est nécessaire d'atteindre sur les sept prochaines années **un rythme annuel moyen de mise en service de nouvelles installations comprises entre 1 600 et 1 800 MW**.

Un tel niveau n'a été atteint en France qu'en 2011 avec 1706 MW installés, et ceci grâce au stock des installations engagées avant le moratoire de décembre 2010. Avec l'effet-retard, l'activité s'est maintenue à plus de 1100 MW en 2012, mais on constate depuis lors que l'on s'écarte de plus en plus de la trajectoire avec un volume annuel en diminution régulière depuis 2014 jusqu'à atteindre 576 MW installés en 2016, soit à peine 30% de ce qui serait nécessaire, et l'hypothèse de plus en plus vraisemblable de descendre au-dessous des 400 MW en 2017.

Les causes de cette décroissance — qui est d'autant plus paradoxale que le coût de production du kWh photovoltaïque ne cesse de diminuer — sont à rechercher dans un certain nombre de dispositions actuelles de l'encadrement réglementaire de la filière :

- **la structure des mécanismes de soutien**, notamment la limitation des tarifs d'achat à la puissance de 100 kW — alors même que le plafond de 500 kW admis par les Lignes directrices de la Commission européenne s'applique curieusement à toutes les autres filières, y compris celles qui ont un coût de production plus élevé et pèsent donc plus sur les consommateurs — et la baisse trop rapide des tarifs d'achat pour les puissances comprises entre 36 et 100 kW, ne permet pas d'exploiter le potentiel pourtant très important et économiquement intéressant des toitures-terrasses dans la gamme 36 à 500 kW (300 à 4000 m²), et ceci malgré la récente fin effective de l'obligation d'intégration au bâti censée desserrer les contraintes
- **la non-différenciation des tarifs d'achat en fonction de l'ensoleillement des sites**, y compris dans les appels d'offre CRE, alors que le différentiel entre les Hauts de France et le pourtour méditerranéen est proche du facteur 2, cas unique en Europe pour un même pays, et que l'éolien bénéficie depuis 2001 d'une disposition qui remplit exactement la même fonction à travers l'ajustement du tarif en fonction de la classe de vent de chaque site.
Cette situation exclut de fait la moitié Nord de la France, qui bénéficie pourtant d'un



ensoleillement équivalent à celui de la Bavière, région la plus ensoleillée d'Allemagne où se concentre 25% de la puissance installée avec plus de 750 W/habitant contre moins de 100 pour la France entière.

- **les coûts du raccordement au réseau basse tension** auquel doivent se connecter tous les systèmes de moins de 250 kW ont connu une très forte augmentation suite à la suppression de la réfaction dans la foulée du moratoire de 2010, qui fait que les producteurs paient désormais la totalité du coût de leur raccordement, contrairement aux consommateurs qui n'en paient que 60%, sans compter que le périmètre de facturation était déjà plus étendu que celui des consommateurs.

Comme si ce n'était pas suffisant, les coûts de raccordement des producteurs basse tension de puissance supérieure à 100kW ont été alourdis par l'application de la quote-part des S3REN, alors même qu'ils ne bénéficient pas d'un mécanisme équivalent de mutualisation des ouvrages qui n'existe pas pour la basse tension. L'annonce du retour de la réfaction par le précédent gouvernement avait soulevé quelques espoirs, mais le décret correspondant est resté en suspens sans aucune explication....

C'est l'accumulation de ces contraintes clairement discriminatoires à l'encontre de la filière photovoltaïque — qui continue à subir les conséquences d'une bulle spéculative dont elle n'était pourtant pas responsable^[1] — qui conduit des maîtres d'ouvrages de plus en plus nombreux à se détourner de l'obligation d'achat et à opter pour un branchement en autoconsommation totale (sans d'injection des excédents) dans l'espoir de trouver un équilibre économique, même précaire.

Ceci doit conduire à relativiser la vision d'un développement prétendument «spontané» de l'autoconsommation qui n'est pas tiré par un coût de production inférieure au prix de vente de l'électricité en soutirage, comme c'est le cas dans d'autres pays. On peut également y trouver une explication à la logique très fortement individualiste voire «anti-système» dans lequel ce développement se fait, en réaction au sentiment de rejet.

Or l'**autoconsommation individuelle « intégrale »**, c'est-à-dire le fait de **consommer sur place la totalité de la production** d'une installation photovoltaïque, présente de nombreux inconvénients.

En effet, elle incite soit à **surconsommer en journée**, et particulièrement en été, pour éviter toute injection dans le réseau — ce qui est contraire aux objectifs de maîtrise de l'énergie dont la primauté est à juste titre affirmée par la loi sur la transition énergétique —, soit à **sous-dimensionner les installations** et à réduire ainsi *de facto* le potentiel PV national. En outre, si on leur adjoint, dans l'intention d'augmenter le taux d'autoconsommation, des batteries, dont l'intérêt pour le système électrique et la pertinence dans une logique de transition écologique sont pour le moins discutables, elle peut conduire au renchérissement du prix des installations : **elle ne peut donc en aucun cas constituer un axe majeur du développement du photovoltaïque en France.**



L'autoconsommation partielle, c'est-à-dire avec vente des surplus est au contraire un modèle vertueux qu'il conviendrait de promouvoir puisqu'il permet tout à la fois de :

- générer des économies sur la facture d'électricité
- diminuer les coûts de raccordement en injection dans certains cas
- obliger les installations à se déclarer
- inciter les porteurs de projet à ne pas sous-dimensionner leur installation et à exploiter au mieux le gisement que représente leur toiture
- réduire les charges pesant sur la CSPE à puissance installée et production équivalentes

Plusieurs évolutions récentes telles que la nouvelle composante de gestion, la mutualisation de la composante de comptage ou le comptage bidirectionnel poussent à la convergence entre les modèles d'autoconsommation totale et partielle tout en évitant un arbitrage contre-productif au détriment de la puissance installée et donc de la part du PV dans la production nationale.

On constate malheureusement que les dispositifs de soutien prennent le chemin opposé **en réintroduisant le modèle pervers de la prime à l'investissement** — qui, contrairement aux tarifs d'achat, pèse immédiatement sur la CSPE sans pour autant garantir le bon fonctionnement de l'équipement dans la durée — **et en diminuant abruptement et sans aucune justification ni explication le tarif d'achat des surplus** alors que cette production a la même valeur que lorsque la totalité de la production est vendue, tant du point de vue des coûts de production que du point de vue du système électrique.

Outre le nécessaire retour sur ces deux dispositions discriminatoires et contre-productives, il conviendrait de lever les autres barrières au développement de ce modèle, notamment l'incertitude actuelle sur le statut des installations avec des entités juridiques producteur-consommateur différentes sur un seul point de livraison avec injection des excédents et les blocages des GRD vis-à-vis du traitement des demandes de raccordement de systèmes PV de moins de 36kVA sur des installations de consommation de plus de 36kVA ou de systèmes PV en BT raccordés sur des installations de consommation en HTA.

De son côté, **l'autoconsommation collective** élargit la notion d'autoconsommation à une échelle pouvant aller jusqu'au poste de distribution (soit entre une dizaine et quelques centaines de points de livraison) en s'appuyant sur une infrastructure de collecte et de traitement des données permettant une répartition comptable de la production et évitant le découpage des installations en sous-systèmes raccordés physiquement sur chaque point de livraison consommateur concerné, ce qui reviendrait à développer des installations en autoconsommation individuelle.

Ainsi, **l'autoconsommation collective est bien plus pertinente dans son principe que l'autoconsommation individuelle**, car elle permet de bénéficier de l'effet de foisonnement des usages, par exemple entre secteurs résidentiel, tertiaire de bureaux et tertiaire commercial, ce qui autorise des taux bien plus élevés d'autoconsommation « naturelle » à coût réduit en s'affranchissant du besoin d'outils sophistiqués de pilotage et le cas échéant de batteries : on retrouve ici la pertinence intrinsèque du réseau en matière d'efficacité énergétique, que ce soit en termes de puissance ou d'énergie.

Malheureusement, le récent arsenal réglementaire encadrant sa mise en œuvre comporte des dispositions complexes et très restrictives, notamment un pas de temps de comptage trop court (30 mn), la nécessité de créer une personne morale *ad hoc*, les contraintes imposées par les GRD sur les clés de répartition (définition, fréquence de mise à jour, etc.), la non-éligibilité des surplus au tarif d'achat et l'instauration d'un plafond de puissance pour le TURPE spécifique.

Tous ces éléments mis bout à bout conduisent à retomber sur les inconvénients de l'autoconsommation individuelle, alors qu'il était souhaitable et possible de les éviter en cherchant à exploiter, en cohérence avec les objectifs d'efficacité énergétique et environnementale de la LTECV, la puissante capacité de mutualisation offerte par le réseau.

Au total, ce sont la faisabilité et même l'intérêt dans ces conditions d'un développement accéléré de l'autoconsommation qui doivent être interrogés, d'autant plus que le maintien artificiel *via* les TRV d'un bas prix de l'électricité pour les consommateurs finaux lui interdit de trouver un modèle économique viable sans aides publiques, alors que l'on était en droit d'en attendre un soulagement de la CSPE et plus largement des finances publiques.

Dans ce contexte, considérer ou faire croire que la généralisation aux conditions actuelles de l'autoconsommation pourrait répondre aux enjeux de développement du photovoltaïque constitue une grave erreur qui pourrait coûter cher à la France, d'un point de vue financier en en augmentant paradoxalement le prix mais aussi d'un point de vue « politique » en la conduisant à manquer complètement les objectifs pourtant modestes de la PPE.

C'est dans la perspective d'une stratégie de forte augmentation de la production d'électricité photovoltaïque à moindre coût global que se place la présente contribution, en insistant sur les éléments prioritaires suivants :

1. **la promotion de l'autoconsommation partielle** en restaurant des conditions équitables, notamment en matière de tarifs d'achat des surplus
2. **la simplification de l'encadrement de l'autoconsommation collective**
3. **la révision des tarifs d'achat** (plafond à 250 kW et revalorisation pour les puissances comprises entre 36 et 100 kW)
4. **la révision des conditions de raccordement au réseau** (réintroduction de la réfaction).

Réponses aux questions posées par la CRE ⇒

Réponses aux questions posées par la CRE

NB : Les réponses ci-dessous sont des résumés succincts de nos propositions qui seront détaillées à l'occasion des différents ateliers.

1 - Autoconsommation individuelle et utilisation des réseaux : quels tarifs ?

Le développement de l'autoconsommation individuelle entraînera inéluctablement une baisse de la part variable du TURPE, mais cet impact doit être relativisé au regard du nombre limité et de la faible puissance des installations en autoconsommation susceptibles de voir le jour durant la période du TURPE 5, et donc de la quantité d'énergie autoconsommée en regard de l'énergie totale soutirée sur le réseau français sur laquelle est assis le TURPE.

On peut noter par ailleurs qu'un impact similaire doit être attendu de la réduction de la consommation d'électricité grâce aux efforts de maîtrise de la demande et à l'amélioration de l'efficacité des appareils que RTE anticipe désormais dans ses exercices prospectifs et dont l'intérêt en termes de développement durable ne saurait être contesté.

Ces évolutions convergentes font que la contribution des utilisateurs des réseaux à leur développement et à leur entretien devra de plus en plus être fonction de la puissance utilisée et non de l'énergie transitée, ce qui devra se traduire par une augmentation progressive du poids relatif de la part fixe du TURPE jusqu'à en faire la composante unique.

En outre, le développement de l'autoconsommation pose le problème du suivi des objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable : l'estimation statistique qui semble plus raisonnable que la mise en place d'un dispositif de comptage spécifique, complexe et coûteux au regard des enjeux quantitatifs notamment pour les systèmes de faible puissance (<36 kVA), conduit également à plaider pour une évolution vers un TURPE à composante unique en puissance.

2 - Autoconsommation collective : quelle tarification pour conjuguer reflet de l'utilisation des réseaux et principes de solidarité nationale ?

L'autoconsommation collective est un modèle novateur dont la rentabilité économique reste à démontrer dans le contexte actuel et qui nécessite dans tous les cas de nouvelles formes d'organisation et de relations contractuelles. Dans ce contexte et considérant que le nombre d'installations qui vont se développer sous ce modèle dans la période du TURPE 5 sera limité, il semble raisonnable d'envisager **une exonération temporaire** de la part variable pour l'énergie autoconsommée (TURPE spécifique à 0€/MWh), ceci afin que des opérations en grandeur réelle menées dans un cadre expérimental et sans recours massif à de la subvention publique permettent d'alimenter les futures discussions sur le TURPE 6.

Alors que l'exemption de TURPE est une pratique très ancienne en faveur des industriels électro-intensifs dont les privilèges en la matière ont été confirmés par le décret n° 2016-141 du 11 février 2016, il serait pour le moins paradoxal d'invoquer la rupture de la solidarité nationale pour la refuser à des opérations d'autoconsommation collectives vertueuses à de nombreux égards.

Dans l'immédiat, il conviendrait *a minima* :

- ⇒ de porter le plafond d'éligibilité au TURPE spécifique de 100 à 250 kVA, qui correspond à la limite supérieure de la basse tension, voire de supprimer ce plafond
- ⇒ de clarifier dès à présent le périmètre de la part variable du TURPE afin que les porteurs de projets puissent intégrer cette donnée dans les calculs économiques de leurs opérations
- ⇒ de prendre et de rendre publique dans les meilleurs délais la décision très attendue concernant le TURPE spécifique

3 – Quel cadre technique et contractuel pour les opérations d'autoconsommation, individuelles et collectives ?

Le cadre technique et contractuel des opérations en autoconsommation totale doit converger avec celui des opérations en injection des excédents, comme c'est déjà le cas pour les opérations de moins de 36 kVA.

Celui des opérations de plus de 36 kVA doit être revu en profondeur : coûts de raccordement, composante de gestion du TURPE, passage coûteux d'un contrat unique à un contrat CARD, obligation de recourir à un responsable d'équilibre...

Il est par ailleurs indispensable et urgent de clarifier le cadre technique et contractuel des opérations dont le raccordement est du type autoconsommation totale ou injection des excédents pour lesquelles le producteur qui n'est pas la même entité juridique que le consommateur.

4 – Quelles évolutions des offres de fourniture d'électricité pour accompagner le développement de l'autoconsommation ?

Sans que cette liste soit exhaustive, deux offres de fourniture permettant de grandement simplifier les démarches pour les auto-producteurs pourraient être envisagées :

- la première consiste à favoriser l'achat par le fournisseur des excédents de production d'une installation raccordée sur le circuit électrique de son client ; le client ne se verrait dans ce cas facturer que la différence entre l'énergie soutirée et l'énergie injectée.

- la seconde consiste à permettre à un fournisseur d'alimenter un client par deux sources différentes : le réseau d'une part, une installation de production raccordée sur le circuit électrique de son client d'autre part. Ce montage nécessite que soit clarifié le cadre technique et contractuel des opérations dont le raccordement est du type autoconsommation totale ou injection des excédents avec un producteur qui n'est pas la même entité juridique que le consommateur (cf atelier 3).

5 – Autoconsommation ou injection en totalité : quels mécanismes de soutien implicites et explicites ?

Considérant les arguments exposés dans la première partie de la note, nous préconisons :

- ⇒ **pour l'autoconsommation individuelle sans injection des excédents** : pas de soutien explicite (primes, appel d'offres,...)
- ⇒ **pour l'autoconsommation individuelle avec injection des excédents** (vente du surplus) : révision de l'arrêté tarifaire actuel qui rémunère de façon différente la vente de la totalité et celle des surplus en contrepartie de la suppression de la prime à l'investissement
- ⇒ **pour les opérations raccordées en BT** : rehaussement de tous les plafonds à 250 kVA (S3REN, tarif d'achat, TURPE,...) et simplification du cadre technique et contractuel
- ⇒ **pour l'autoconsommation collective** :
 - confirmation du non-assujettissement à la CSPE et aux taxes locales (TCFE) de l'énergie autoconsommée
 - suppression du seuil de 100kW pour accéder au TURPE spécifique.
 - l'éligibilité des excédents au tarif d'achat pour la vente en surplus.

[1] Hespul et le CLER avaient alerté dès 2006 les Pouvoirs Publics quant au niveau trop élevé des tarifs d'achat qui a été à l'origine de la bulle spéculative ayant conduit au moratoire de décembre 2010