

Simplification des démarches pour le photovoltaïque

Consultation DGEC/DITP

A. PRESENTATION DES PROJETS CITOYENS EN FRANCE

En France, les projets citoyens d'énergie renouvelable ont en commun d'être financés et maîtrisés, pour tout ou partie, par des groupements de citoyens et de collectivités territoriales. Cela signifie que collectivités territoriales et citoyens ont un rôle important dans la prise de décision sur ces projets (parfois aux côtés d'acteurs privés) car ils ont investi à leur capital et en quasi fonds propres, et non sous forme d'apport en dette.

Ces projets participent non seulement à la transition énergétique, mais également à l'intérêt local des territoires (économique, social, écologique, démocratique) dans lesquels ces projets se développent.

Notre étude sur les retombées économiques locales des projets citoyens prouve que ces projets apportent deux fois plus de valeurs économiques aux territoires. Pour un 1 euro investi dans un projet, 2,5 euros bénéficient au territoire à travers la valorisation des prestations locales et les revenus distribuables issus de l'investissement local des citoyens et des collectivités territoriales.

L'écosystème de l'énergie citoyenne en France est pluriel et se compose d'acteurs situés à différentes échelles (local, régional et national).

Nous distinguons les citoyens, très souvent bénévoles et d'horizons divers qui s'investissent et investissent dans des sociétés locales. Les groupes de citoyens ont une vision intégrée des renouvelables et nécessitent un appui et suivi de la part d'acteurs d'accompagnement. Les collectivités et leurs groupements peuvent faciliter et investir dans les initiatives locales en direct ou à travers un panel d'outils d'investissements : fonds régionaux comme OSER, des sociétés d'économie mixte comme SIP'ENR. Les élus et agents territoriaux ont besoin d'être informés et formés sur l'ensemble des possibilités que la législation permet en termes d'implication de la collectivité et son groupement dans les énergies renouvelables. Enfin, il existe des outils d'investissement nationaux et régionaux agréés ESUS comme Energie Partagée Investissement, JURASCIC pour assurer une maîtrise locale et collective des projets d'énergie renouvelable.

En Janvier 2020, nous recensons 250 projets dont 213 MW installés dans le portefeuille global des projets citoyens en fonctionnement.

Une reconnaissance des projets citoyens et publics par l'Union européenne

En 2019, l'Union européenne reconnaît les communautés énergétiques comme des acteurs à part entière sur les marchés de l'énergie. A travers les directives "Marché de l'électricité" et "promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables",

l'objectif final est de faciliter l'accès aux marchés de l'énergie à tous les acteurs pour réussir la transition énergétique.

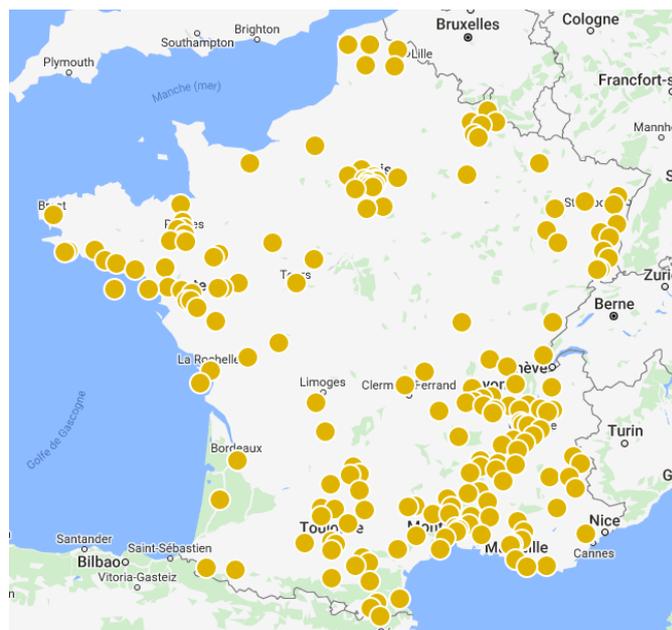
Pour ce faire, l'Union européenne exige des Etats membres qu'ils mettent en place une politique et des mesures favorisant des acteurs qui n'agissent pas sur un pied d'égalité avec les opérateurs privés afin de respecter les principes de non discrimination, d'équité et de règles préférentielles proportionnelles pour les communautés énergétiques. Les États membres sont également tenus de tenir compte des communautés d'énergies renouvelables lors de l'élaboration de régimes de soutien aux énergies renouvelables, de fournir davantage d'informations aux citoyens et aux collectivités territoriales concernant leur participation à une communauté d'énergie renouvelable.

Zoom sur le photovoltaïque citoyen

Le PV représente une grande majorité des projets accompagnés et financés, en nombre de projets dans le réseau des énergies renouvelables citoyennes.

Les chiffres clés :

- 253 projets PV dont 102 en exploitation soit 50 MW installés (Sur 213 MW installés dans le pipe globale des projets citoyens) et 151 en émergence et développement soit au moins 70 MW à installer
- Près de 9 000 personnes s'impliquent (financièrement et dans la gouvernance) dans les projets PV en fonctionnement. Au global plus de 10 000 personnes sont des investisseurs citoyens sur l'ensemble du portefeuille de projets PV (de l'émergence à l'exploitation)



- La carte est assez claire : le développement du PV est plus important dans le sud même si la moitié Nord de la France n'est pas sans reste.
- Parmi les projets en exploitation, on compte 28 SCIC ; 66 SAS ; 2 SEM

B. SYNTHÈSE DES PROPOSITIONS

Simplification des démarches pour le PV en obligation d'achat (OA)	
Faciliter les conditions de l'obligation d'achat	<ol style="list-style-type: none"> 1. Simplifier les seuils de puissance 2. Augmentation du seuil de l'obligation d'achat à 500 kW 3. Délai de variation des tarifs
Adapter les tarifs du photovoltaïque	<ol style="list-style-type: none"> 4. Modulation géographique des tarifs PV 5. Aligner les tarifs de surplus et les tarifs de vente d'électricité 6. Suppression de l'indemnité en cas de dénonciation d'un contrat OA
Simplification des démarches pour les projets en AO et OA	
	<ol style="list-style-type: none"> 7. Vers une plateforme unique
Simplification des démarches pour le PV en appels d'offre (AO)	
	<ol style="list-style-type: none"> 8. Rallonger à 3 ans le délai de mise en service par une procédure simplifiée
	<ol style="list-style-type: none"> 9. Avoir un outil pédagogique traçant les évolutions des structures et instruments éligibles au Bonus Participatif.

1. Simplification des démarches pour le photovoltaïque en obligation d'achat

FACILITER LES CONDITIONS DE L'OBLIGATION D'ACHAT (OA)

1. SIMPLIFIER LES SEUILS DE PUISSANCE

Constats

La multiplication des seuils et des unités de mesures rend complexe les conditions d'OA. Le rendement des panneaux augmentant, certains projets se retrouvent limités par les seuils en kWc, alors qu'une même surface pourrait désormais être mieux exploitée, pour aller au seuil maximal de puissance raccordable sur le réseau (la réelle contrainte technique). Une simplification des seuils permettrait une meilleure lisibilité des conditions d'accès et une meilleure exploitation du gisement foncier, tout en invitant les porteurs de projets à prendre en compte les contraintes réseaux, qui deviennent l'élément dimensionnant.

- Par exemple le seuil 0-6 kVA permet aux particuliers d'installer jusqu'à 8 ou 10 kWc (selon l'ensoleillement du site), sur un onduleur de 6 kVA (puissance

maximum en sortie AC). Il peut donc optimiser la surface exploitée tout en restant en monophasé.

- Par ailleurs, en autoconsommation avec vente du surplus, il pourrait installer un onduleur de 8 kVA (puissance maximum en sortie AC), avec un bridage à 6 kVA en ré-injection, afin de maximiser son autoconsommation tout en limitant son impact sur le réseau.
- Chaque autre seuil permet d'inciter les producteurs à optimiser le projet du point de vue du réseau Enedis sans brider le potentiel du site.

Proposition

Revoir les seuils de l'obligation d'achat pour plus de cohérence et de simplicité :

- Supprimer les seuils en puissance crête (kWc)
- Calquer les seuils tarifaires aux seuils adaptés aux contraintes réseau (6-18-36-120 kVA), pour limiter le nombre de seuil
- Seuils permettant d'installer la puissance crête nécessaire du site en optimisant l'accès au réseau, la limite des 1500h restera calculée sur la puissance crête (kWc).

2. AUGMENTATION DU SEUIL DE L'OBLIGATION D'ACHAT A 500 KW

Constats

Dans les [lignes directives](#) (alinéa 125) de la Commission européenne de 2014, les installations d'une capacité de production d'électricité installée inférieure à 500 kW sont exemptés d'intégrer le marché de l'électricité à travers les appels d'offre. En France, cela concerne exclusivement les installations photovoltaïques inférieure à 100 kWc

On observe qu'aujourd'hui le segment de puissance de 100 à 500 kWc (soit 700 à 3 500 m² de panneaux) qui englobe notamment les grandes toitures et les ombrières de parking de moyenne puissance **est celui qui se développe le moins alors qu'il représente un gisement important en volume**, intéressant en termes de coût du fait des économies d'échelle en comparaison des puissances moins élevées, exempt de tout conflit d'usage des sols et **accessible aux acteurs locaux tels que les collectivités locales, les PME, les agriculteurs ou les collectifs citoyens** alors que l'environnement juridiquement et économiquement contraint est peu compatible avec les procédures d'appels d'offres actuellement en place.

Proposition

Alignement du seuil d'obligation d'achat avec les lignes directrices de la commission européenne, à savoir augmentation du seuil à 500 kW (kVA) et création d'un tarif dédié.

3. DELAI DE VARIATION DES TARIFS

Constats

Les variations trimestrielles de tarif sont connues trop tard. Cette absence de connaissance des tarifs pendant plus de 4 mois dans l'année (4 x 1 mois) ne sécurise

pas suffisamment les porteurs de projet pour prendre leur décision. Un simple décalage d'une période permettrait d'éliminer cette incertitude.

Proposition

Décaler de 3 mois la prise d'effet d'un changement de tarif d'obligation d'achat pour toujours connaître le tarif 2 mois à l'avance.

ADAPTER LES TARIFS DU PHOTOVOLTAÏQUE

4. MODULATION GEOGRAPHIQUE DES TARIFS PV

Constats

Alors que la France, cas unique en Europe, se caractérise par un différentiel important d'ensoleillement entre les régions les plus et les moins favorisées (de 750 à 1500 heures équivalent-pleine-puissance, soit un facteur 2), le cadre actuel des appels d'offre et du guichet d'obligation d'achat photovoltaïques met en concurrence directe tous les projets où qu'ils se situe sur le territoire métropolitain. Ceci a pour conséquence une très forte concentration des projets dans le quart le plus au Sud de la France. Ce qui n'est pas sans poser de nombreux problèmes :

- la saturation des réseaux électriques risquant d'entraîner des besoins importants d'investissement et spéculation foncière au Sud ;
- Sous-exploitation structurelle des ressources et des réseaux au Nord
- Impossibilité de valoriser des terrains délaissés et incapacité à atteindre les objectifs des Plan-Climat-Énergie Territoriaux au Nord.

Actuellement, la modulation des tarifs existent déjà dans des divers cadres :

- Les appels d'offres eux-même (tel celui du Haut-Rhin, à une plus grande échelle)
- Chaque lot au sein des appels d'offres
- Les tarifs d'achat

Proposition

Une modulation territoriale des tarifs PV favoriserait l'équilibre du développement PV. Pour limiter les effets de bord* nous proposons de baser la territorialisation sur l'ensoleillement du site et non sur des zones. Les outils techniques sont à notre disposition en particulier avec la base de données européenne PVGIS qui ferait référence.

*si on se base sur les régions, les communes d'une région proposant un tarif faible et limitrophe d'une région à tarif fort, seront évitées, limitant de nouveau la ressource de foncière.

Le fonctionnement proposé serait de prendre le tarif d'achat actuel comme étant le tarif plancher et l'indexer de façon inversement proportionnelle sur l'irradiation du site. L'irradiation sera définie grâce à la base de donnée européenne PVGIS. La plus forte

irradiation (1900kWh/m²/an) correspondrait au tarif actuellement en vigueur, pour un site recevant 1000kWh/m²/an le tarif serait donc 1,9 fois plus élevé.

5. ALIGNER LES TARIFS DE SURPLUS ET LES TARIFS DE VENTE D'ELECTRICITE

Constats

La différence de tarif OA entre la vente totale et surplus induit de choisir entre optimiser l'exploitation de la surface disponible ou limiter l'installation à son talon de consommation personnelle. L'auto-consommation est de plus en plus privilégiée avec des installations de petite taille, réduisant l'exploitation du potentiel PV des sites.

La multiplication de micro-installations en auto-consommation, sur des toitures pouvant accueillir 5 à 20 fois plus de panneaux solaire, le confirme. La différence de tarif entre surplus et vente totale, le principe de "prime", la forte communication autour de l'autoconsommation, l'accueil très favorable des français pour l'autoconsommation et la simplicité du raccordement, poussent les professionnels à proposer des micro-installations aux particuliers, petites collectivités et entreprises.

Cette disposition entraîne une mauvaise exploitation du gisement de surfaces disponibles en toitures, sur les sites dont les propriétaires sont intéressés par la production photovoltaïque, en opposant auto-consommation et vente sur le réseau.

Proposition

Suppression de la prime à l'investissement et alignement des tarifs d'obligation d'achat en vente totale et en vente de surplus pour favoriser les raccordements en vente de surplus. Cela aurait plusieurs conséquences positives :

- Moins d'installation en revente totale, donc moins de travaux de raccordement pour Enedis. Par conséquent, cela simplifie des démarches et réduit les délais.
- Valorisation du potentiel PV (toiture utilisée à 100% dans tous les cas, (si mécanisme de tiers investissement disponibles et connus des foyers n'ayant pas la capacité d'investissement)
- Incitation à la maîtrise de l'énergie car surplus mieux valorisé (réduit l'effet de rebond souvent lié à l'autoconsommation) : moins je consomme plus je vends de production.
- Sécurisation des incertitudes de variations de consommation ou changement d'usage des bâtiments

6. DENONCIATION D'UN CONTRAT

Constats

Un contrat OA ne peut être dénoncé sans paiement d'indemnités rétributoires (art 12, arrêté 9 mai 2017). Cette contrainte pèse sur la prise de décision favorable d'un futur producteur pour solliciter l'obligation d'achat, alors que la dénonciation du contrat allègera la charge de l'acheteur obligé et donc le financement de l'obligation d'achat. Cette contrainte n'a de sens que pour éviter une dérive liée à la prime vente de surplus et n'a plus lieu d'être si les tarifs surplus et totale sont identiques.

Proposition

Supprimer l'article 12 de l'arrêté du 9 mai 2017. Avec effet rétroactif sur tout les contrats n'ayant pas bénéficié d'une prime à l'investissement.

2. Simplification des démarches pour le photovoltaïque en OA et en AO

7. LANCEMENT D'UNE PLATEFORME UNIQUE POUR LES PROJETS

Constats

Les démarches administratives sont toujours très nombreuses et issues d'une pluralité d'acteurs. Les démarches nécessitent des pièces de l'un pour donner à l'autre (ex CARD I pour EDF OA, attestation consuel pour ENEDIS et Bureau de contrôle etc...) et les transferts ne se font que via les porteurs de projets, en bilatéral avec chaque acteur.

Constats en OA

La plupart des porteurs de projets d'énergie citoyenne traitent avec leur commune, EDF OA, Enedis et les bureaux de contrôle. Dans cette chaîne d'acteurs, plusieurs dysfonctionnements ont été remarqués :

- Difficulté d'avoir un interlocuteur / multiplication des interlocuteurs et méconnaissance du sujet notamment par les communes
 - ex : Les communes ne délivrent que rarement des certificats de non-opposition, préférant l'usage du silence valant acceptation, or ENEDIS réclame ce document
- Difficulté d'avoir des informations sur le réseau et le coût de raccordement avant de déposer la demande de raccordement et risque renforcé par une interprétation de la demande de raccordement différente selon les régions
- La demande de raccordement est donc le seul moyen d'obtenir le coût de raccordement, mais elle est conditionnée par la caution à EDF OA, ce qui crée un risque financier et freine les porteurs de projet, qui délaissent des sites potentiels faute d'information suffisante
- La demande de raccordement est complexe et nécessite de nombreux documents dont certains sont redondant avec les démarches d'urbanisme
- Les collectivités ne peuvent pas payer de caution pour les demandes de raccordement et sont obligées de trouver des contournements, ou d'abandonner leur projet
- Traitement des dossiers dans des délais de réponse trop long voire inexistant, notamment les échanges exclusivement papier avec EDF OA
- Sur le portail ENEDIS, impossible d'avoir plusieurs installations sur le même compte (relevé Linky) rendant la lecture complexe pour les collectifs citoyens

Constat AO

- Chaque modification à la marge doit être indiquée au préfet, notamment pour :
 - le changement de modules (même si ceux-ci restent conforme au bilan carbone initial),
 - la puissance (dans une limite de 90 % respectée par rapport à la puissance d'origine),

- les changements d'actionnaire (même si les changements respectent les critères d'investissement participatif).
Cela complexifie inutilement les démarches, surtout pour des acteurs non-professionnels qui réalisent ces démarches, sur leur temps personnel
- Manque de clarté dans les rôles entre la DREAL, les bureaux d'étude et les bureaux de contrôle, entraînant une redondance des contrôles, avec des différences de point de vue, souvent porté sur la forme et non sur le fond. Les aller/retour augmentent considérablement les délais d'instruction.

Proposition

Au regard des lourdeurs et lenteurs des procédures, la mise en place d'une plateforme unique permettrait de centraliser tous les pièces administratives et permettrait d'avoir un espace où les acteurs pourraient retrouver l'évolution du dossier. Cela implique donc la dématérialisation des échanges de documents et de toutes les signatures de contrats et d'avenant (DPT ou PC, ENEDIS - EDF OA - Autre fournisseur qui se positionne en OA, Bureaux de contrôle, DREAL, etc.).

En OA la plateforme traiterait des 4 formalités administratives :

- Urbanisme
 - Géolocalisation du bâtiment (récupération information cadastre et automatisation des annexes : plan de situation et de masse)
 - indication de l'emplacement des panneaux (automatisation des annexes graphiques)
- Raccordement
 - Indication immédiate des contraintes réseau et estimation du coût de raccordement, avant de lancer les démarches
 - Suppression de la caution EDF OA*
 - signature numérique de tous les documents
- Conformité électrique
 - CONSUEL délivré sur la plateforme
- Contrat d'OA
 - Attestations pré-rédigées et signatures en ligne par l'installateur et le producteur
 - Signature numérique de tous les contrats et avenants (le cas échéant)
- En Appel d'offre
 - Toutes les démarches sont faites sur la plateforme unique
 - Toutes les modifications sont faites sur la plateforme unique et validées sur la plateforme par les services instructeurs
 - Les modifications non-substantielles sont automatiquement validées et les services instructeurs sont simplement informés pour conserver un pouvoir de contrôle
 - Toutes les études sont déposées et approuvées par les acteurs concernés, sur la plateforme unique, leur forme est homogénéisée par le principe de la plateforme. Les rôles des acteurs sont clarifiés (rédacteur/contrôleur) pour limiter les doublons

Des démarches administratives en phase avec l'avancée des projets : la fourniture des documents au fur et à mesure de l'avancement réel du projet, pour limiter les freins.

*suppression de la caution EDF OA, justifiée par une meilleure connaissance des coûts de raccordement en amont de la demande raccordement, réduisant de fait le volume de projets entrant en file d'attente.

3. Simplification des démarches pour le photovoltaïque en appel d'offre

8. DELAIS DE MISE EN SERVICE SANS PERTE DU TARIF D'ACHATS

Constats

Les porteurs de projets non professionnels du photovoltaïque (citoyens, collectivités, etc.) qui n'ont pas d'accords cadre, ni un accès construit au marché, se retrouvent en position de faiblesse dans les négociations, du fait dans la contrainte de temps.

La mise en place de report génère des surcoûts et beaucoup de charge administrative.

Proposition

Mettre en place une procédure simple pour permettre sur justificatifs d'allonger les délais à 3 ans pour laisser le temps aux différentes consultations (modules, travaux, financement, financement participatif etc..), puis à la construction.

9. TRAÇABILITE SUR CRITERES D'ELIGIBILITE DU BONUS PARTICIPATIF

Constats

La stabilité du Bonus Participatif a été compromise par de nombreux ajustements sur la définition des instruments éligibles, et la définition de ces instruments qui diffère de celle utilisée par les acteurs.

Aujourd'hui il devient difficile pour les non-spécialistes de s'y retrouver sans prendre un risque opérationnel fort.

Proposition

Mise en place d'un tableau de synthèse officiel reprenant les AO, et les évolutions des cahiers des charges sur les structures et les instruments éligibles.