



FÉDÉRATION NATIONALE
DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

SYNTHÈSE DE LA NOTE FNES → DGEC

Projet de décret - Autoconsommation Collective

Note du 26 mars 2026

Note relative à la nouvelle version du projet de décret modifiant les articles D.315-4 et D.315-6 du code de l'énergie relatifs aux règles de répartition de l'énergie dans le cadre des opérations d'autoconsommation collective.

L'essentiel à retenir :

Un projet de décret de la DGEC propose de modifier les règles de répartition de l'énergie au sein des opérations d'autoconsommation collective (ACC). Ces évolutions concernent directement tous les acteurs de l'ACC – PMO, installateurs, développeurs, collectifs citoyens et collectivités.

Deux changements majeurs :

1. l'obligation de maximiser l'autoconsommation au sein de chaque opération
2. la transmission des clés de répartition avant J-1 (et non plus après coup).

Rappel nécessaire : ce qu'est réellement l'ACC

L'autoconsommation collective n'est pas un outil d'optimisation de positions sur le marché de l'électricité. C'est un mécanisme d'organisation locale de l'énergie, qui permet de mutualiser plusieurs consommateurs pour sécuriser les débouchés d'une production dans la durée et d'organiser une répartition équitable de l'énergie cohérente avec l'investissement réalisé et la gouvernance locale. C'est la stabilité du cadre réglementaire et la sécurisation des engagements contractuels (PPA) dans le temps qui fondent la bancabilité des projets.

Or, le projet de décret semble traiter les opérateurs d'ACC comme des acteurs de marché cherchant à optimiser des positions à court terme. Cette lecture erronée conduit à des mesures dont la sévérité est disproportionnée par rapport aux enjeux réels, et qui risquent de fragiliser un levier structurant de la transition énergétique plutôt que de corriger d'éventuelles dérives.

Ce que prévoit le projet de décret actuel :

Changement n°1 – Maximisation de l'autoconsommation (article D.315-4)

Aujourd'hui, la production est répartie entre les consommateurs selon des coefficients librement définis par la PMO. Le surplus non affecté peut être injecté sur le réseau.

Demain, le décret impose que toute la production soit d'abord affectée aux consommateurs de l'opération. Concrètement, en trois étapes : la production est d'abord répartie selon les coefficients habituels ; les éventuels surplus non consommés par certains participants sont ensuite redistribués automatiquement aux autres, au prorata de leur consommation restante ; et dans tous les cas, aucun participant ne peut se voir attribuer plus que sa consommation réelle.

En clair : on pousse au maximum la consommation locale avant d'injecter quoi que ce soit sur le réseau. Le principe est positif, mais le mécanisme de redistribution automatique peut modifier les équilibres financiers de certaines opérations existantes.

Changement n°2 – Fin des clés de répartition a posteriori (article D.315-6)

Aujourd'hui, les coefficients de répartition peuvent être ajustés après coup, sur la base des données de comptage réelles (consommations mesurées, production constatée).

Demain, pour les nouveaux contrats et les contrats existants modifiés (ajout ou retrait de participants notamment), les coefficients devront être transmis au gestionnaire de réseau avant l'ouverture du marché spot day-ahead, c'est-à-dire la veille pour le lendemain.

En clair : il faudra anticiper la répartition au lieu de la calculer sur la base du réel. Cela suppose de prévoir à la fois la production (météo-dépendante) et la consommation de chaque participant – une complexité technique significative.

AJOUT DU 26/03/2026 : Le bandeau de production réservé au surplus

Les échanges récents avec la filière ont conduit la DGEC à introduire un bandeau de production qui ne serait pas soumis à l'obligation de maximisation et pourrait être valorisé en dehors de l'opération d'ACC. À ce stade, ce bandeau serait plafonné autour de 25 % de la capacité installée, défini en amont avec une révision annuelle, et appliqué soit par producteur soit à l'échelle de l'opération.

C'est une ouverture bienvenue, mais les modalités restent à affiner : le plafond de 25 % peut s'avérer insuffisant pour certaines opérations, la révision annuelle est trop rigide face à des périmètres qui évoluent, et l'échelle d'application (producteur ou opération) n'est pas encore tranchée.

L'enjeu central : la préservation des clés dynamiques

Ce qui fait l'intérêt économique de l'ACC, ce sont les clés de répartition dynamiques. Aujourd'hui, l'énergie est répartie à chaque pas de mesure (15 min, 30 min ou 1h) en fonction de la consommation réelle de chaque participant et de la production constatée. C'est ce mécanisme qui permet d'affecter l'énergie là où elle est effectivement consommée, et d'atteindre un niveau de valorisation assurant l'équilibre économique de l'opération pour toutes les parties prenantes.

Si les contraintes du décret conduisaient à remplacer ces clés dynamiques par des coefficients fixes, les conséquences seraient directes. Avec un coefficient fixe, on attribue par exemple 5 % de la production à un consommateur. S'il est absent et ne consomme rien à cet instant, cette énergie n'est pas réaffectée à un autre participant – elle devient du surplus injecté sur le réseau, valorisé à quelques centimes d'euro par kWh après déduction de la commission du responsable d'équilibre. Un niveau incompatible avec l'équilibre économique de l'opération.

Par ailleurs, les petites opérations n'ont pas une assiette de production suffisamment large pour que des prévisions statistiques aient un sens. On ne fait pas de statistiques fiables sur de petites quantités – c'est un fait mathématique. Imposer des prévisions à J-1 à ces opérations revient à leur demander quelque chose qu'elles ne peuvent matériellement pas fournir.

Quels impacts pour qui/pour quoi :

- **Pour les PMO (Personne Morale Organisatrice) :** nécessité de s'équiper d'outils de prévision ou de faire appel à des prestataires spécialisés, ce qui augmente les coûts d'exploitation. Les structures de petite taille sont les plus exposées.
- **Pour les opérations existantes :** toute modification du périmètre (ajout d'un participant par exemple) fait basculer l'opération dans le nouveau régime. Cela peut freiner l'évolution naturelle des opérations en cours.
- **Pour les collectifs citoyens :** dans un contexte de baisse des tarifs d'achat, l'ACC est souvent leur seule voie de valorisation. Les projets portés par ces collectifs ont souvent nécessité plusieurs années de construction – montage juridique, mobilisation des participants, recherche de financement. Certains sont exemplaires d'un point de vue social. Le cumul des nouvelles contraintes techniques et financières risque de faire disparaître ces projets, réduisant à néant des années de travail collectif.

- **Pour l'écosystème d'accompagnement** : l'impact ne se limiterait pas aux seuls porteurs de projets. Bureaux d'études, installateurs, accompagnateurs de projets citoyens seraient directement touchés. La fragilisation de ce tissu professionnel affaiblirait durablement la capacité des territoires à développer de nouvelles opérations.
- **Pour les installateurs et développeurs** : les modèles économiques proposés aux clients devront intégrer ces nouvelles contraintes, ce qui peut complexifier le montage et l'argumentaire commercial des projets ACC.
- **Risque de concentration du marché** : les exigences techniques favorisent les opérateurs disposant déjà de capacités de prévision avancées, au détriment des acteurs de taille modeste.
- **Insécurité réglementaire** : de nombreuses opérations sont en cours de structuration, avec des modèles économiques et des plans de financement construits sur la base du cadre actuel. L'adoption du décret en l'état créerait une insécurité réglementaire dans un moment clé de déploiement.



Calendrier évoqué :

Le projet de décret prévoit deux dates d'entrée en vigueur :

- **Volet clés de répartition ex-ante (D.315-6)** : dès le lendemain de la publication du décret.
- **Volet maximisation (D.315-4)** : 9 mois après la publication.

L'action de la FNES

La FNES a analysé ce projet de décret et a transmis une note de préconisation à la DGEC. Sans remettre en cause les objectifs poursuivis – améliorer la prévisibilité des flux et optimiser la consommation locale –, nous avons identifié une erreur d'appréciation fondamentale dans le texte, qui traite l'ACC comme un outil d'arbitrage de marché alors qu'elle est un mécanisme d'organisation locale de l'énergie, dont la bancabilité repose sur la stabilité du cadre réglementaire.

Nous avons formulé huit propositions concrètes d'aménagement :

1. Un mécanisme de réconciliation ex-post entre prévisions et données réelles.
2. Des seuils de tolérance pour éviter les régularisations systématiques.
3. La préservation impérative des clés de répartition dynamiques, sans lesquelles le modèle économique de l'ACC ne tient pas.
4. L'exemption des petites opérations de l'obligation de prévision à J-1, leur assiette de production étant trop faible pour des prévisions statistiquement fiables.
5. L'aménagement du bandeau de production réservé au surplus (plafond, fréquence de révision, échelle d'application).
6. Un délai de mise en conformité de 12 à 18 mois, avec phase pilote et accompagnement.
7. Le maintien de la liberté contractuelle entre participants.
8. La clarification des cas de figure qui déclenchent le basculement d'une opération existante dans le nouveau régime.

La FNES poursuit ses échanges avec les pouvoirs publics pour défendre un cadre réglementaire qui concilie les impératifs d'équilibre du réseau avec le développement opérationnel de l'autoconsommation collective.