

La Plateforme Verte
Groupe de travail Autoconsommation
Représenté par Alexandra Batlle
contact@laplateformeverte.com

AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE - Evolutions du dispositif permettant la gestion des opérations d'autoconsommation collective

Contribution La Plateforme Verte

07/09/2026

La Plateforme Verte est une association professionnelle dédiée à la transition énergétique réunissant plus de 200 acteurs de la filière des énergies renouvelables et de la sphère financière, qui collaborent sur des pistes de réflexion et d'action au sein de différents Groupes de Travail.

Les membres de notre Groupe de travail Autoconsommation souhaitent partager leur réponse à la consultation. Les contributeurs sont Hubert Remilleux (ENOTEA), Donald François (SERENYSUN), Simon Lévy (SKYSUN), Raphael Sauce et Benoit Brisseau (SMEG), Florent Guillemain (GREENVOLT), Quentin Girot (SDE35), Galaad Preau (SUNROCK), Rémy Chiodo (GREENYELLOW), Raphaël Michelet (ARKOLIA).

La réponse a été coordonnée par Alexandra Batlle (TECSOL), meneuse du Groupe de travail Autoconsommation.

Q1. Délai de transmission des clés dynamiques

Position : défavorable à la proposition Enedis en l'état.

Le délai proposé par Enedis est plus contraignant que l'exigence du décret, qui prévoit uniquement une transmission avant la fermeture du marché organisé concerné. En effet, Enedis propose que les clés de répartition soient transmises au plus tard 5 jours avant le début du mois considéré. Cette échéance conduit la PMO à anticiper les consommations jusqu'à 35 jours avant la livraison effective de la production.

LPV considère que la documentation de référence devrait rester au plus proche de l'esprit et de la lettre du décret.

Nous proposons que les PMO puissent transmettre les clés jusqu'à 24 h avant la période concernée, ou à défaut selon une fréquence au moins hebdomadaire.

Cette souplesse est nécessaire pour plusieurs raisons :

- La qualité des prévisions de production et de consommation se dégrade fortement lorsque l'horizon de prévision s'allonge ;
- Les variables météorologiques influencent directement la production photovoltaïque et, dans une moindre mesure, la consommation ;

- Un horizon mensuel augmente mécaniquement les écarts entre prévisions et réalité, ce qui conduira ensuite à davantage de réallocations automatiques au prorata.

Par ailleurs, le mécanisme proposé accroît le risque économique des producteurs. En cas d'impayé ou de défaut d'un consommateur, la capacité d'adaptation devient beaucoup plus faible qu'aujourd'hui et expose les producteurs sur plusieurs mois.

Q2. Gestion des changements de participants

Position : favorable sous conditions.

Les règles proposées ne doivent pas remettre en cause la liberté contractuelle entre les participants d'une opération.

LPV considère que :

- La date contractuelle d'entrée ou de sortie d'un participant doit prévaloir ;
- La PMO doit pouvoir fixer cette date indépendamment de la date de déclaration à Enedis ;
- Un participant ne devrait pas recevoir d'énergie avant la date d'entrée contractuellement définie par la PMO ;

Inversement, un participant sorti de l'opération ne devrait plus recevoir d'affectation après sa date effective de sortie, définie par la PMO. Nous demandons également une clarification sur la formulation « ce PRM pourra bénéficier d'une affectation de production résiduelle » dans le cas de l'ajout d'un PRM au cours du mois par la PMO. Il n'est pas clair si cette affectation relève d'un choix de la PMO ou d'un traitement automatique d'Enedis.

Plus généralement, Enedis ne devrait pas être conduit à modifier de facto les relations contractuelles convenues entre producteurs et consommateurs.

Q3. Maximisation de la production affectée

Position : défavorable aux modalités proposées.

Le problème principal ne réside pas dans la formule mathématique elle-même, mais dans l'hypothèse sous-jacente.

Les PMO devront fournir des clés prévisionnelles au pas de temps de 15 minutes alors qu'aucun acteur n'est aujourd'hui en mesure de prévoir avec précision, à ce niveau de granularité et sur un horizon mensuel, simultanément :

- Les consommations ;
- Les productions photovoltaïques ;
- Les comportements des participants.

Dans ces conditions, la réaffectation automatique au prorata risque de devenir la règle plutôt que l'exception. De plus, cela pourrait, dans certaines situations, conduire à enfreindre les conditions contractuelles établies entre le Producteur et le Consommateur, lorsqu'un volume maximum de fourniture a été défini dans le Contrat, dans le cadre d'un marché public par exemple.

Cette situation crée plusieurs effets pervers :

- Transfert progressif du pouvoir de répartition des PMO vers l'algorithme du gestionnaire de réseau ;
- Avantage mécanique aux plus gros consommateurs, qui capteront davantage de production lors des réallocations ;
- Perte de capacité à mettre en œuvre des objectifs de gouvernance locale, sociale ou territoriale qui peuvent justifier une répartition différente du simple prorata.

Enfin, les opérations multi-producteurs deviendront beaucoup plus difficiles à structurer. Certaines PMO pourraient être conduites à créer plusieurs opérations distinctes afin de conserver les équilibres recherchés, ce qui augmenterait les coûts de gestion et réduirait l'efficacité globale du dispositif.

Q4. Reconstitution des flux

Nous relevons que la consultation mentionne déjà l'existence de calculs intermédiaires hebdomadaires effectués par Enedis. Cela démontre qu'une fréquence plus rapprochée qu'une échéance mensuelle est techniquement envisageable.

Cet élément conforte notre demande d'un mécanisme de transmission plus fréquent des clés de répartition.

Q5. Part fixe de production hors ACC

Position : favorable sous conditions.

Le principe répond à une problématique réelle de bancabilité des projets et de contractualisation avec les responsables d'équilibre. Il constitue une amélioration sensible par rapport aux scénarios de durée beaucoup plus longue envisagés lors des travaux préparatoires.

Néanmoins :

- Une part fixe ne devrait pas constituer une obligation rigide ;
- Elle devrait être considérée comme un plafond maximal de production dirigée hors ACC ;
- La PMO devrait pouvoir réduire cette part, y compris jusqu'à zéro, afin de favoriser la consommation locale lorsqu'elle existe sans possibilité de la réviser à la hausse avant le délai prévu.

À défaut, le mécanisme entre en contradiction directe avec l'objectif de maximisation de l'autoconsommation collective.

LPV rappelle également que le bandeau répond surtout à une difficulté créée par l'évolution du cadre de soutien des installations photovoltaïques 100-500 kWc. La solution de fond serait l'existence d'un mécanisme pérenne permettant à ces projets d'accéder à une solution de responsabilité d'équilibre dans des conditions économiques soutenables.

Q6. Relations contractuelles en ACC multi-producteurs

Position : défavorable aux modalités proposées.

Nous comprenons la nécessité de préserver l'existence ou l'absence de certaines relations contractuelles.

En revanche :

- Le verrouillage des exclusions pour une durée de deux ans apparaît excessif ;
- Cette durée ne semble pas justifiée opérationnellement ;
- Elle réduit fortement la capacité des PMO à adapter leurs opérations aux évolutions réglementaires, économiques ou contractuelles.

Plus fondamentalement, les conventions d'ACC organisent déjà les relations entre producteurs et consommateurs. Le nouveau dispositif risque de créer de la complexité administrative sans apporter de bénéfice démontré.

Le principe doit rester celui de la liberté contractuelle et de la capacité de la PMO à définir les règles de répartition dans le cadre prévu par la réglementation.

Q7. Ordre de priorité comme alternative aux coefficients

Position : favorable sous conditions.

Cette nouvelle modalité paraît intéressante dès lors qu'elle constitue une option offerte aux PMO et non une obligation. Il serait utile de confirmer explicitement ce point.

La priorisation devrait pouvoir s'appliquer uniquement entre consommateurs. Toutes les opérations multi-producteurs n'ont pas nécessairement besoin ou intérêt de définir un ordre de priorité entre producteurs.

Par ailleurs, en cohérence avec la proposition de la question 6, il conviendrait de permettre l'exclusion des couples producteur-consommateur ne disposant pas de relation contractuelle.

Enfin, cette évolution ne devrait pas entraîner une augmentation significative des coûts de gestion du dispositif. Il serait utile qu'Enedis précise les impacts opérationnels et économiques des mesures proposées dans la consultation ainsi que leurs éventuelles conséquences sur le TURPE. Un bilan annuel transmis à la CRE, présentant l'utilisation effective des différents mécanismes qui seront mis en place, contribuerait utilement à la transparence du dispositif.

Q8. Information des fournisseurs sur l'éligibilité TURPE

Position favorable sous conditions.

L'existence d'une option TURPE spécifique pour certaines opérations d'autoconsommation collective est pertinente et doit être préservée. Travailler à en faciliter l'accès va dans le bon sens.

Les conséquences liées à l'arrivée d'un participant situé en dehors du périmètre initial doivent être clairement identifiées, anticipées et acceptées par la PMO ainsi que par les consommateurs concernés. Les participants ne doivent pas découvrir a posteriori la perte du bénéfice du TURPE spécifique.

La création d'une catégorie d'opérations « à l'aval d'un même poste HTA/BT » ne doit pas conduire à complexifier inutilement le fonctionnement des opérations. Les ACC doivent conserver leur capacité à évoluer dans le temps.

Enfin, le critère du raccordement à l'aval d'un même poste HTA/BT mérite d'être réinterrogé à moyen terme. L'autoconsommation collective apporte une valeur en matière de flexibilité locale qui pourrait être évaluée à une autre maille géographique.

Dès aujourd'hui, les opérations situées dans un même bâtiment - ne relevant pas d'un périmètre étendu - devraient pouvoir bénéficier de cette option.

Q9. Prise en compte des batteries de stockage

Position favorable sous conditions.

Il est très pertinent de réfléchir à l'intégration des unités de stockage dans les opérations d'ACC. Toutefois, il faut que le dispositif permette une rentabilité des opérations ACC+BESS, autrement le dispositif sera inutile.

L'article D315-5 du Code de l'Energie définit le cadre réglementaire de l'insertion de BESS au sein d'une opération d'ACC. L'unité de stockage peut être considérée comme producteur seul (injection), consommateur seul (soutirage) ou les deux. Il n'est pas possible qu'une unité de stockage soutire de l'énergie sur le réseau, issue d'un fournisseur de complément, pour la valoriser dans une boucle d'ACC.

Le pilotage d'une unité de stockage est alors limité aux actions suivantes :

- Stockage de la production de l'unité de production aux heures de faible consommation ou lors de périodes de prix négatifs si l'unité de production dispose d'un contrat de complément de rémunération de la CRE ;
- Injection de cette même énergie plus tard, lors des heures pleines des consommateurs, ou en réponse à un mécanisme de flexibilité (réserves d'équilibrage de RTE à la hausse uniquement) ou dans le cadre du mécanisme de capacité de RTE.

Le décret de juin 2026 cherche à empêcher l'arbitrage entre ACC et marché de l'énergie produite dans l'opération. Il ne cherche pas à interdire qu'une même batterie fournisse simultanément :

- Un service de décalage temporel de la livraison de l'énergie renouvelable pour l'opération d'ACC ;
- Des services de flexibilité à la hausse.

La rentabilité de l'ACC+BESS est conditionnée à la possibilité de pouvoir articuler ces différents services.

L'objectif du décret demeure respecté dès lors que trois conditions cumulatives sont réunies :

1. L'énergie issue des producteurs de l'opération demeure prioritairement affectée aux participants ;
2. Une comptabilité énergétique permet d'éviter toute double valorisation ;
3. L'unité de stockage ne soutire aucune énergie du réseau pour alimenter la boucle d'ACC.

Nous avons bien noté qu'Enedis a étudié la traçabilité des flux de charge et décharge des unités de stockage et qu'une solution de comptabilité énergétique nécessite des adaptations importantes des schémas de comptage et des SI.

Il conviendrait de planifier le déploiement de ces adaptations et de leur rendre possible à terme. La solution proposée par Enedis serait acceptable mais comme une solution transitoire.