



## CONTRIBUTION D'HESPUL À LA CONSULTATION DE LA CRE TURPE 7

### Préambule

Hespul remercie la CRE pour la qualité des travaux organisés autour des enjeux qui détermineront la construction du TURPE 7.

Nous considérons aujourd'hui que **les réseaux électriques jouent le rôle de colonne vertébrale** qui porte et va porter davantage à l'avenir toute la transformation énergétique. En effet, la transition énergétique se fera nécessairement avec l'électrification des usages et le développement massif des énergies renouvelables particulièrement électriques. Par conséquent, **les réseaux électriques doivent représenter un accélérateur de cette transition et non un frein** qui pourrait retarder l'atteinte de la neutralité Carbone à 2050. En 2023, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) a édité un rapport « *Electricity grids and Secure Energy Transitions* » dans lequel elle démontre clairement que la non-adaptation en anticipation des réseaux électriques à ces nouveaux besoins retarderait la décarbonation du mix électrique. Les flexibilités et l'accélération des raccordements sont donc des leviers cruciaux pour l'atteinte de nos objectifs.

Nous nous félicitons notamment de constater que **le photovoltaïque est bénéfique pour l'équilibre offre-demande** et pour le réseau électrique puisqu'il est envisagé de placer des « heures creuses » sur des heures qui ont été jusqu'à présent considérées comme des « heures pleines », à savoir les heures méridiennes en saison basse. En effet, **la production photovoltaïque est en adéquation avec une partie importante de la consommation d'électricité française qui survient aux heures méridiennes**, la consommation résiduelle qui en résulte étant alors plus faible, le réseau est par conséquent moins chargé ce qui réduit les pertes voire certaines pointes qui peuvent survenir durant ces heures et pas seulement lors des heures pleines de soirée.



## Réponses aux questions de la CRE

L'association Hespul travaille de manière continue depuis 32 ans pour informer le grand public et les professionnels sur le photovoltaïque et son raccordement au réseau électrique. Dans nos réponses nous nous focalisons donc sur les éléments sur lesquels nous avons développé une expertise notamment sur le raccordement des installations de production renouvelables au réseau mais aussi la planification du réseau en vue d'accueillir de manière harmonieuse cette production.

### Question 1 : Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation incitative d'Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT ?

A l'heure de la nécessaire transformation du système électrique pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à 2050, il est nécessaire de **renforcer le principe d'équité entre utilisateurs du réseau de distribution d'électricité et notamment entre producteurs et consommateurs.**

Historiquement le réseau de distribution d'électricité a en effet été conçu et optimisé pour le raccordement d'installations de consommation, avec une consommation en forte croissance sur toute la 2<sup>ème</sup> moitié du XX<sup>ème</sup> siècle. Le plan de tension actuel notamment, a été pensé pour répondre au besoin de développement de la consommation. Aussi, les marges prises par les GRD lors des études du raccordement à leur réseau sont en défaveur de la production. Typiquement, une installation de consommation peut, suite à la prise en compte de ces marges, générer une chute de tension allant jusqu'à 10% sur le réseau sur lequel elle se raccorde contre 1% pour une installation de production. Or, la contrainte en tension est prégnante sur les réseaux ruraux, notamment en BT et les travaux réalisés pour lever ce type de contrainte est facturé partiellement au producteur qui est redevable du prix du raccordement proposé par le GRD après déduction de la part réfactée. Cette situation va très prochainement évoluer sur le réseau exploité par Enedis qui a présenté de nouvelles règles de plan de tension lors des derniers CURDE fin 2023 et a consulté les parties prenantes courant octobre. Toutefois, les nouvelles règles resteront a priori en défaveur de la production.

Le plan de tension étant le ressort du GRD, nous pensons que les coûts des travaux qui doivent être affectés au producteur doivent se baser sur un plan de tension neutre entre producteurs et consommateurs. Ainsi, **nous proposons que les contraintes en tension induites du fait des marges de tension prises par le GRD doivent être à la charge de ce dernier.**

### Question 2 : Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ?

Nous partageons l'analyse de la CRE sur le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 ainsi que les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 notamment relatives au délai de raccordement. Nous avons déjà noté, lors de présentation par Enedis en CURDE, que les objectifs de réduction des délais de raccordement fixés dans le plan industriel et humain d'Enedis n'avaient pas tous été atteints, particulièrement pour les installations de production de plus de 36 kVA raccordées en BT et celles raccordées en HTA. Si les propositions de la CRE nous semblent aller dans le bon sens en rendant plus incitatif le respect de ces délais, nous pensons que ce sujet nécessite également d'autres mesures complémentaires.

Aujourd'hui les gestionnaires du réseau sont incités à réaliser des investissements efficaces et d'éviter les coûts échoués. Concrètement, les gestionnaires du réseau de distribution ne peuvent pas anticiper le



raccordement d'une installation de production et doivent attendre sa demande de raccordement pour étudier la possibilité d'une extension ou d'un renforcement du réseau si cela s'avère nécessaire pour accueillir cette nouvelle production. Ce mécanisme, rencontre des limites à l'heure du développement massif des énergies renouvelables, nécessaire pour l'atteinte de la neutralité carbone à 2050 et, à plus court terme, pour respecter les objectifs fixés dans la PPE et maintenir la sécurité du système électrique. Nous souhaiterions que la CRE se penche sur le sujet et détermine avec les gestionnaires de du réseau des critères qui permettraient à ces derniers de réaliser des investissements en anticipation des raccordements notamment sur le réseau de distribution où les initiatives de ce type sont inexistantes à notre connaissance.

Nous présentons ici quelques cas d'usage où l'anticipation de la production nous semble pertinente.

Les gestionnaires du réseau procèdent régulièrement au renforcement du réseau par précaution de sécurisation. Ainsi les travaux projetés sur ces poches de réseaux pourraient intégrer des coefficients d'évolution de la production en tenant compte du dynamisme du territoire en termes de développement du PV par exemple, afin d'anticiper les raccordement, de minimiser les coûts pour la collectivité et d'accélérer les raccordement. Cela nous semble d'autant plus prégnant avec les récentes évolutions en matière d'obligation de solarisation découlant de la loi accélération des énergies renouvelables du 10 mars 2023 et de ses décrets d'application. Ainsi, aujourd'hui la réglementation est telle que même si des raccordements d'installations photovoltaïques sont quasiment certains sur certains bâtiments et parkings dans les années à venir, le gestionnaire de réseau public de distribution ne peut pas anticiper ce raccordement futur pour dimensionner son réseau. Ce point mérite d'être tout particulièrement étudié dans le cas des zones d'aménagement, notamment des zones d'aménagement concertés (ZAC). En effet, dans ce cas, c'est l'aménageur qui signe une convention de raccordement avec Enedis (DTR Enedis-MOP-RAC\_004E « convention cadre pour le raccordement au réseau public de distribution électrique d'une zone d'aménagement ») sur la base d'une estimation des consommations futures et donc des puissances de raccordement en soutirage des futurs lots de la zone. Enedis va alors dimensionner un réseau de distribution par rapport à cette estimation prévisionnelle, souvent surestimée, puis réaliser les travaux correspondants. Il nous semble que rien ne justifie qu'une telle anticipation de raccordements futurs ne puisse pas s'appliquer pour des installations de production qui de plus, comme exposé ci-dessus, sont pour ce type d'aménagement quasiment certaines au vu des récentes obligations de solarisation. Il convient bien sûr d'échanger avec les parties prenantes (gestionnaires de réseau et aménageurs) pour définir comment le risque d'un raccordement surdimensionné, risque qui existe aujourd'hui également pour le raccordement en soutirage, doit être pris en compte.

Il serait également intéressant d'étudier le cas des demandes de raccordement simultanée entre consommation et production. Aujourd'hui, cette possibilité est offerte aux utilisateurs par les gestionnaires de réseau. Cela dit, contrairement à la consommation, pour effectuer une demande de raccordement pour une installation de production, il est nécessaire que le projet soit à un stade avancé en présentant un certain nombre de documents ou autorisations. Cela rend l'utilisation de ce mécanisme caduque. En effet, parfois l'utilisateur peut se retrouver à faire une demande de raccordement pour sa consommation et refaire une autre demande de raccordement pour une production ultérieurement, une fois que le projet aura été développé et les travaux de raccordement pour la consommation déjà réalisés. L'optimisation des travaux de toute l'opération de raccordement (c'est à dire pour la production et la consommation) mérite d'être étudiée par la CRE afin de réduire les coûts des investissements pour la collectivité et accélérer les raccordements.



Question 14 : Êtes-vous favorable au retrait des producteurs BT  $\leq 36$  kVA du périmètre incité de l'indicateur de remise de la proposition de raccordement et à leur suivi sans incitation ?

Oui, nous saluons la simplification du process raccordement BT  $\leq 36$  kVA opérée ces dernières années et constatée sur le terrain, et sommes favorables au retrait du périmètre incité, les outils étant en place et fonctionnels.

Nous invitons Enedis à rester attentif aux évolutions à venir, notamment la perspective à compter de 2026 de sortie d'obligation d'achat d'un nombre important de producteurs en BT  $\leq 36$  kVA qui pourra générer des modifications de branchement ou de bascule entre vente de la totalité et vente du surplus, ainsi des changements d'acheteur qui nécessiteront une clarification du process et des démarches à suivre pour fluidifier le traitement de ces nouvelles demandes ou modifications d'accès au réseau.

Question 15 : Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour le respect de l'envoi de la proposition de raccordement pour les différents niveaux de tension à savoir, de 95 % à 98 % pour le segment BT  $\leq 36$  kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT  $> 36$  kVA, collectifs en BT et HTA ?

Oui, nous avons en effet eu des retours de dépassement du délai d'offre de raccordement qui est un jalon indispensable pour les producteurs au déroulement du projet (déblocage des fonds financiers notamment). Sur ces délais, ce ne sont pas des contraintes extérieures qui sont responsables (tels que des délais d'approvisionnement) mais bien des enjeux de moyens humains correctement dimensionnés pour répondre à la demande. Il est nécessaire qu'Enedis puisse anticiper le nombre de demandes qui vont être déposées dans les prochains mois et années, dans la perspective des objectifs énergétiques et notamment de l'arrêté tarifaire petit PV sol attendu par les acteurs de la filière depuis plusieurs années.

Question 16 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi sans incitation du délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues ?

Oui, il est nécessaire de poser des garde-fous pour éviter que des projets ne subissent des délais rédhibitoires de traitement de leurs dossiers, afin notamment de respecter des critères de non-discrimination entre utilisateurs et d'éviter des désavantages concurrentiels.

Question 18 : Êtes-vous favorable à la suppression de la catégorie « Ajout injection sur branchement BT  $\leq 36$  kVA » et au suivi sans incitation des affaires nécessitant des travaux ?

Oui, nous confirmons que les outils mis en place par Enedis pour simplifier le raccordement sur cette catégorie-là répondent à un besoin de manière efficace et pérenne. Nous sommes favorables à un suivi indicatif des affaires nécessitant des travaux pour éviter toute dérive sur ce segment-là.



Question 22 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un système automatique pour le versement des indemnités en cas de retard de mise à disposition du raccordement ?

Oui, nous y sommes favorables.

Question 23 : Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ?

Comme cela a été analysé par la CRE, les délais de création des infrastructures de réseau au titre des S3REnR est un frein au développement des énergies renouvelables, il est donc important de pouvoir inciter les gestionnaires de réseau à la réduction de ces délais et ce, en lien avec la saturation des ouvrages existants et la dynamique de développement observé et à venir des moyens de production renouvelable.

A ce titre, Hespul est favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes source à créer en priorité dans le cadre des S3REnR. Nous n'avons pas suffisamment d'éléments pour juger du niveau de malus et bonus proposé par la CRE ni de sa répartition entre RTE et Enedis.

Concernant la priorisation des postes source, nous comprenons le besoin de prioriser les investissements pour les gestionnaires de réseau. Toutefois, il nous semble important que cette priorisation fasse l'objet d'une démarche claire et transparente présentée aux parties prenantes lors de la révision des S3REnR avec la possibilité pour ces dernières de faire des remarques aux gestionnaires de réseau en retour.

Question 24 : Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseau ?

Le raccordement est une étape importante dans le développement d'un projet renouvelable qui, d'une part, arrive après qu'un certain nombre de coûts de développement aient été avancés par le producteur et, d'autre part, qui peut conduire à l'abandon du projet en cas de coût ou de délai trop important. Il est difficile d'estimer à ce jour le volume et le pourcentage de projets abandonnés à ce stade, aussi nous proposons qu'un indicateur portant sur le volume d'abandons de projets après réception de l'offre de raccordement soit publié chaque année dans le rapport annuel sur le raccordement proposé par la CRE. Cet indicateur devra être différencié par catégorie de pétitionnaires (consommateur ou producteur et puissance du projet selon les seuils classiques : 36 kVA et 250 kVA).



Question 36 : Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?

Nous considérons, comme la CRE, que la généralisation de l'utilisation de la flexibilité au service des réseaux est un enjeu majeur pour l'accélération des raccordements et la stabilité du système électrique à coûts maîtrisés pour la collectivité. De ce fait, les axes identifiés pour pouvoir faciliter la mobilisation de la flexibilité à travers le marché, le dimensionnement optimal ou encore via les offres intelligentes de raccordement nous paraissent pertinents.

Question 37 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à attribuer à Enedis 20 % des gains économiques permis par la flexibilité ?

+ Question 41 : Selon quels critères considérez-vous qu'Enedis devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?

Les flexibilités sont un atout considérable pour une gestion optimale et à coûts maîtrisés du système électrique. Ces dernières années les gestionnaires du réseau ont développé plusieurs offres de flexibilités que ce soit dans le cadre du dimensionnement optimal ou le cadre du marché de flexibilités.

Nous pensons que cette expertise acquise en mettant en œuvre ces flexibilités pourrait être un accélérateur de la généralisation de celles-ci. Il est en effet urgent de les généraliser dès qu'il y a contrainte de raccordement par exemple. À ce titre, nous sommes favorable à ce que la CRE incite les gestionnaire du réseau à ce qu'une offre alternative soit étudiée systématiquement dès qu'un raccordement induit une contrainte et, de manière générale, à recourir à des flexibilités à la place d'un renforcement du réseau lorsque cela est possible.

A ce stade, nous n'avons pas suffisamment d'éléments pour nous prononcer sur l'attribution des 20% des gains économiques permis par la flexibilité à Enedis. Il nous semble en tout cas que cette incitation doit conduire à ce que les gestionnaires de réseau étudient systématiquement l'opportunité d'un recours aux flexibilités à la place du renforcement du réseau.

Question 38 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du projet REFLEX ?

Oui il nous semble essentiel que cette expérimentation puisse être généralisée pour permettre des gains conséquents sur le renforcement des réseaux et accélérer le raccordement des énergies renouvelables.





Question 40 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à suivre l'application de la méthodologie CritFlex par Enedis ?

Le suivi de la mobilisation de la méthodologie CritFlex nous semble pertinent aussi dans les cas de contraintes en injection. À cet effet, nous souhaiterions que la CRE mette en place un indicateur de suivi CritFlex injection au même titre que le soutirage.

Question 61 : Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

Nous sommes très favorables à la proposition de la CRE de prendre en compte la part conséquente du photovoltaïque dans le mix énergétique et son impact positif en terme de coût et d'utilisation des réseaux, en favorisant les consommations aux heures solaires.

Il nous paraît essentiel que les consommateurs soient accompagnés pour opérer des changements de programmation, notamment des ballons d'eau chaude électrique en période estivale ou plus généralement pour changer les habitudes de consommation, au-fur-et-à-mesure qu'Enedis déploie le nouveau régime d'heures creuses.

Il est important également de noter que ces changements tarifaires vont avoir un impact sur les modèles économiques de l'autoconsommation, individuelle ou collective (à la baisse), qu'il convient donc de ne pas oublier lors des évaluations des dispositifs de soutien au photovoltaïque.

Question 62 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE pour la différenciation locale des régimes d'heures creuses en HTA ?

Oui, toute incitation qui peut favoriser la consommation de la production locale et ainsi permettre au photovoltaïque de faire bénéficier de ses atouts décentralisés pour les réseaux est bienvenue.

Question 67 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie réactive ?

Concernant l'introduction d'une nouvelle zone de facturation de l'énergie réactive pour les sites de soutirage en HTA pour la période de saison basse, il nous semble qu'il est effectivement pertinent de mobiliser tous les leviers qui permettraient d'atténuer les phénomènes d'élévation de tension. Nous sommes donc favorables à l'introduction de cette mesure.

S'agissant de supprimer la facturation de la composante à l'énergie réactive des installations de production raccordées en BT > 36 kVA, nous rejoignons la remarque d'Enedis concernant l'évolution des capacités constructives de ces installations qui permettent de respecter le gabarit défini par le GRD. Nous sommes donc favorables à la suppression de la facturation de cette composante pour ces installations.



Pour ce qui est de la facturation du réactif à l'interface RPT/RPD, nous n'avons pas d'éléments qui nous permettraient de nous prononcer sur ce sujet.

Nous profitons de l'occasion pour attirer votre attention sur les incitations portant sur la maîtrise de la puissance réactive sur les sites en autoconsommation ou en raccordement indirect (présence d'une production et d'une consommation portée par deux entités juridiques distinctes sur le même PDL). En effet, si nous comprenons bien l'intérêt de l'incitation des utilisateurs du réseau à respecter les limites de fonctionnement en puissance réactive des sites définies par le TURPE ou le GRD, la méthode de calcul des ces limites qui est le rapport entre la puissance réactive et la puissance active au niveau du PDL s'avère ne pas refléter la réalité du comportement du site comprenant une consommation et une production. Rappelons-le, vu du réseau, le site en question ne peut être considéré que comme consommateur ou producteur à la fois. Ainsi, lorsque le site soutire de la puissance active du réseau, il est considéré comme un site consommateur et lorsque le site injecte sur le réseau, celui-ci est considéré comme un site producteur.

Cela dit, en période de soutirage de la puissance active, la puissance produite par l'installation de production vient annuler une partie du besoin consommateur sans pour autant modifier le flux de puissance réactive. En conséquence, le rapport entre la puissance réactive et la puissance active va artificiellement augmenter en raison de la diminution de la puissance active soutirée tout en soutirant la même puissance réactive.

En période d'injection de puissance active, le même phénomène est constaté à travers l'annulation d'une partie de la production par la consommation. De surcroît, dans ce cas le producteur sera comptable de la puissance réactive soutirée par le consommateur puisque le consommateur ne peut arrêter physiquement de soutirer la puissance réactive nécessaire au fonctionnement de son installation.

Par conséquent, comme les flux de la production et de la consommation sont intriqués au PDL, le producteur et le consommateur se retrouvent pénalisés alors que, pour le consommateur, sa puissance réactive n'a pas évolué et que pour le producteur, par exemple, sa puissance réactive reste nulle.

Ces pénalités nous semblent donc injustifiées au regard de l'impact de la puissance réactive sur le réseau qui lui reste inchangé. L'impact est même bénéfique si l'on regarde la puissance apparente dans son ensemble. Avec l'arrivée de l'installation de production sur le site, la puissance apparente soutirée diminue du fait de la diminution de la puissance active. Et la puissance injectée diminue du fait de l'autoconsommation.

Nous suggérons à la CRE de différencier ce cas de figure dans le calcul des pénalités liées à la puissance réactive. Au lieu de regarder le rapport entre la puissance réactive et la puissance active (tangente  $\phi$ ), peut-être serait-il plus judicieux, en flux de soutirage, de regarder directement la puissance réactive soutirée en fixant un maximum à ne pas dépasser. En flux d'injection, l'idéal est que le GRD donne une consigne nulle de puissance réactive au producteur vu que ce dernier ne pourra pas respecter la consigne de toute façon du fait du soutirage de puissance réactive par le consommateur et justifier le bon réglage par une attestation. Ainsi, le producteur devra être exempté de pénalités pour ce cas d'usage dans le prochain TURPE.

L'autre possibilité, qui peut toutefois être plus onéreuse, serait de découpler les flux de production et de consommation en plaçant un compteur de décompte à la sortie de l'onduleur du producteur.





Question 73 - Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

Nous sommes globalement favorables au maintien des montants actuels sur l'autoconsommation.

D'une manière générale, les termes d'autoproduiteurs individuels peuvent porter à confusion puisqu'il s'agit avant tout d'un point de vue de consommateur (qui de fait autoconsomme) : nous proposons de remplacer « autoproducteur individuel avec injection » par « consommateur dit autoproducteur avec injection du surplus ». Et « autoproducteur individuel sans injection » par « consommateur dit autoproducteur sans injection ».

De même, les termes « autoproduiteurs collectifs » portent à confusion puisque dans certains cas, il s'agit de producteurs, dans d'autres de consommateurs, tous participants de l'opération d'autoconsommation collective. Nous proposons de remplacer « autoproduiteurs collectifs » par « producteurs et consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective ».

Nous n'avons pas vu la mention dans l'annexe 6 que cette composante majorée ne s'applique pas aux participants d'une opération qui sont à la fois producteurs et consommateurs sur un même point de livraison et qui s'acquitteront alors de la composante « consommateur dit autoproducteur avec injection de surplus ». Merci de nous le confirmer ou le cas échéant, de préciser quelle composante est appliquée.

Concernant l'autoconsommation individuelle, dans le tableau 2 de l'annexe 6, nous comprenons que quel que soit le mode contractuel du consommateur vis-à-vis de l'accès au réseau (Card ou contrat unique), le montant est le même. Il en est de même du point de vue du producteur, qu'il soit en contrat d'accès au réseau ou en contrat unique en injection. Est-ce bien cela ? Pourquoi n'est-il pas fait de différenciation comme dans le tableau 1 ? Nous comprenons que cela peut être fait dans un esprit de simplicité et posons la question dans un souci de compréhension.

Par ailleurs, nous demandons à ce qu'aucun frais de gestion ne soit facturé aux installations qui ont opté pour la solution de cession gratuite au gestionnaire de réseau, composante de l'ordre de 10 euros TTC par an pour les particuliers. En effet, les producteurs ne comprennent pas pourquoi ils doivent payer ce montant annuel alors qu'ils donnent leurs kWh au gestionnaire de réseau qui en bénéficie et peut réduire ses coûts liés aux pertes. Par ailleurs un producteur qui n'injecte rien, n'est pas facturé, ce qui peut inciter les producteurs à ne pas se déclarer ou à le faire en autoconsommation totale, alors qu'ils seront en situation d'injection.

Concernant l'autoconsommation collective, nous sommes d'accord sur le fait que l'augmentation du nombre d'utilisateurs concernés devrait permettre de couvrir les frais des développements mis en œuvre par Enedis. Pour cela, il reste nécessaire d'encourager la dynamique autour de l'autoconsommation collective (voir à ce sujet nos remarques à la question 75). Il importe également que les développements SI puissent être mutualisés entre gestionnaires de réseau de distribution, afin de faciliter la prise en compte de ces opérations même sur des territoires avec des entreprises locales de distribution de petite taille.

Nous rappelons à cette occasion qu'à ce jour, des difficultés relatives à la facturation de l'énergie par certains fournisseurs aux consommateurs participants à une opération d'autoconsommation collective sont encore constatées avec non déduction des kWh affectés de l'opération ou régularisation annuelle. Désormais Enedis a mis en place tous les développements SI qui devraient faciliter le traitement



automatisé des données par les fournisseurs et l'augmentation du nombre d'utilisateurs concernés devraient leur permettre d'aller dans ce sens. Une vigilance à ce sujet doit être maintenue et toute solution pour faciliter le traitement de ces flux par les fournisseurs doit être encouragée.

#### Question 74 - Êtes-vous favorable à l'extension de la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective à la HTA ?

Oui, nous sommes favorables à l'extension de la composante de gestion majorée à la HTA. Cependant, nous demandons à ce que la part du montant facturé relative à l'autoconsommation collective soit revue à la baisse de 132,84 à 66,48 euros pour être alignée avec les montants facturés pour cette majoration au segment BTsup36. En effet, dans le cas d'une opération d'autoconsommation collective, les frais de gestion sont relatifs à l'affectation des flux et ne diffèrent de notre point de vue pas sensiblement entre les domaines de tension. De plus, un consommateur HTA n'aura pas forcément une bonne partie de son soutirage provenant de l'autoconsommation collective : autrement dit la part fixe risque d'être proportionnellement trop élevée au regard des kWh réellement affectés, ce qui viendrait impacter l'intérêt économique du consommateur d'entrer dans l'opération (ou d'y rester pour les opérations déjà en place pour lesquelles ce tarif n'était jusqu'à présent pas facturé).

#### Question 75 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le principe de l'option tarifaire d'autoconsommation collective distinguant flux autoproduits et alloproduits ?

Nous demandons à ce que le TURPE spécifique soit structuré pour inciter les consommateurs à rejoindre une opération d'autoconsommation collective, ce qui signifie de notre point de vue une réduction de la grille tarifaire et une extension des conditions d'application.

Premièrement, nous estimons que les termes « autoproduits » et « alloproduits » portent à confusion. Nous préférons les remplacer respectivement par « flux affectés de l'opération d'autoconsommation collective » et « flux du complément de fourniture ».

Deuxièmement, nous demandons à ce que la grille tarifaire soit simplifiée et incitative avec un alignement des coefficients pondérateurs de l'énergie « alloproduite » avec ceux facturés classiquement. En effet, le signal donné par la grille actuelle n'encourage pas les consommateurs à y souscrire (ce qui rejoint le constat que ce TURPE spécifique est sous-souscrit) dans la mesure où ils peuvent être pénalisés (augmentation du TURPE sur la part alloproduite), et ce d'autant plus que les consommateurs n'ont pas la garantie au moment où ils consomment en heures solaires de la part qui sera effectivement affectée de la production (puisque'elle dépend des clés de répartition et du soutirage au même moment des autres consommateurs participant de l'opération) . Or, c'est précisément sur les heures pleines de saison basse qui sont actuellement 75% des heures de production photovoltaïque que le surcoût des flux alloproduits par rapport à ceux classiques est le plus important. Or, lorsque les consommateurs soutirent du réseau sur ces heures-là, ce sont des heures pour lesquelles la production photovoltaïque décentralisée est importante, qu'elle soit dans une opération d'autoconsommation collective ou non.

Troisièmement, nous demandons à ce que le périmètre d'application de ce TURPE spécifique puisse être le même que les périmètres du code de l'énergie, qui peuvent s'étendre jusqu'à 20 km, afin que les textes



réglementaires et législatifs soient alignés et que ce TURPE spécifique soit ainsi plus lisible et plus accessible, et donne un signal clair pour le modèle économique des projets.

En effet, même si nous savons que les périmètres étendus ne sont pas alignés sur une réalité structurelle physique des réseaux électriques, cette extension des conditions d'application permettrait de rendre ce TURPE spécifique plus lisible et plus accessible et de consolider ainsi le modèle économique de ces opérations, qui ont la vertu d'inciter les consommateurs à consommer en heures de production et donc à mieux corréliser l'équilibre offre-demande, avec une démarche d'accompagnement et de dynamique territoriale durable.

Cela facilitera également les échanges d'information entre les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs puisque dans ce cas, tout consommateur participant à une opération d'autoconsommation collective y sera éligible.