

Réponse à la consultation publique de la CRÉ n°2017-003 relative aux principes généraux de calcul de la contribution et les prescriptions techniques de raccordement aux réseaux

02/06/2017

Qui sommes-nous ?

HESPUL est une association à but non-lucratif dont l'un des objets et métiers spécifiques est la promotion de la filière photovoltaïque raccordée au réseau que nous avons introduite pour la première fois en France dès 1992, puis activement contribué à développer à travers notamment de nombreux programmes de démonstration de l'Union Européenne.

En outre, à travers notre participation à différents programmes de recherche et de démonstration ayant trait à la thématique des « réseaux intelligents » de niveau national tels que Esprit (avec EDF-R&D et le CEA) et GreenLys (avec notamment ERDF, GEG, GDFSuez) ou européens tels que « Smart Cities » (projet TRANSFORM avec le Grand Lyon et ERDF, projet CITYZEN avec GEG et Atos), nous sommes en contact permanent avec des gestionnaires de réseaux de distribution et des autorités concédantes.

Hespul participe également au comité de concertation des producteurs (CCP) depuis sa création pour y représenter les producteurs photovoltaïques non-professionnels et entretient une relation constante avec ces producteurs à travers son centre ressources sur le photovoltaïque.

Hespul a notamment contribué en octobre 2012 à la consultation publique de la CRE sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics d'électricité.

Réponses aux questions

Question 2 : *Que pensez-vous de l'opération de raccordement intelligente (ORI), qui est l'objet de l'article 3 du projet d'arrêté ?*

En premier lieu, nous sommes favorables à un changement du titre de l'article pour « offre de raccordement alternative » ou « opération de raccordement alternative ».

Deuxièmement, l'article doit traduire l'obligation de conseil qui revient au GRD s'agissant du raccordement des utilisateurs sur le réseau public de distribution.

Troisièmement, nous demandons à ce que les cas d'usages listés soient envisagés comme des solutions de report d'investissement pouvant éventuellement se traduire sur le long terme en coûts échoués évités que des solutions venant offrir un service exactement équivalent à la création ou au renforcement d'un ouvrage.

De plus, l'article 3 doit pouvoir s'appliquer à des opérations de raccordement collectif, et non pas qu'individuel.

Pour finir, nous demandons à ce que l'AODE soit systématiquement informée lors d'une proposition d'opération de raccordement alternative et qu'un agent assermenté soit destinataire de l'étude.

Ces éléments sont commentés dans nos commentaires spécifiques liés à l'article 3 (voir ci-dessous).

Question 3 : *Êtes-vous favorable à la modulation des délais d'entrée en vigueur des barèmes de raccordement, mentionnés à l'article 8 du projet d'arrêté ?*

Nous ne sommes favorables à cette modulation des délais d'entrée en vigueur du barème, uniquement si la modification du barème est en faveur des utilisateurs, ou si les modifications sont imposées par une réglementation (ce qui permettrait d'éviter le principe d'exceptions temporaires sur devis, voir question 5).

Ces éléments sont commentés dans nos commentaires spécifiques liés à l'article 8 (voir ci-dessous).

Question 5 : *Quelle est votre position sur les exceptions temporaires sur devis, limitées à deux ans, qui sont l'objet de l'article 12 du projet d'arrêté ?*

Nous ne sommes pas favorables à ces exceptions temporaires sur devis et souhaitons a minima qu'elles soient concertées par les différentes parties prenantes et approuvées par la Commission de Régulation de l'Energie, et non uniquement à l'appréciation des Gestionnaires de Réseau.

Nous comprenons que la mise en oeuvre d'une réglementation peut imposer une application rapide, auquel cas, nous sommes favorables à ce que les délais d'entrée en vigueur du barème soient réduits pour ces cas précis.

Si l'application de la réglementation doit se faire avant l'approbation du barème intégrant ces modifications, ou dans le cas où la rédaction de l'article 12 est maintenue, nous demandons à ce que soit précisé que les utilisateurs puissent être remboursés des éventuels surcoûts, si les montants concertés par les différentes parties prenantes et approuvés par la CRE se révèlent plus faibles.

Ces éléments sont commentés dans nos commentaires spécifiques liés à l'article 12 (voir ci-dessous).

Question 9 : *Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la modification des prescriptions techniques de raccordement ?*

Les bénéfices liés à la mise en œuvre à la fonctionnalité d'absorption de puissance réactive seront surtout importants si elle est déployée de manière systématique dans les zones où la capacité d'accueil des réseaux basse tension est faible.

Dans ce cadre et pour le cas des installations raccordées en BT, il est impératif que l'obligation contractuelle d'absorption de la puissance réactive soit définie par onduleur.

Ces éléments sont commentés dans nos commentaires spécifiques liés à l'article 1^{er} (voir ci-dessous).

Question 11 : *Pour l'encadrement de cette relation, considérez-vous que doivent être modifiés : le code de l'énergie, le code de l'urbanisme, et/ou les cahiers des charges de concession ?*

Nous considérons que c'est le code de l'énergie qui doit régir la relation entre la CCU et le gestionnaire de réseau. Il revient à la CRÉ de faire une proposition sur l'encadrement de cette relation.

Commentaires spécifiques

Projet d'arrêté fixant les principes généraux de calcul de la contribution due au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, mentionnée aux articles L. 342-6 et L. 342-8 du code de l'énergie

Article 1 – Champ d'application

Le projet d'arrêté exclut de fait les installations qui s'inscrivent dans le cadre d'un schéma régional de raccordement. Cette exclusion est inquiétante dans la mesure où elle laisse les producteurs raccordés en basse tension et concernés par les S3RENr dans l'incapacité d'anticiper les coûts de raccordement à travers un barème ou des méthodes de calcul pré-définies et transparentes.

Il nous paraît essentiel que **la CRE veille à ce que les conditions de raccordement des ouvrages propres, s'apparentant à des ouvrages de branchement et d'extension, soient identiques avec les autres utilisateurs raccordés au réseau basse tension, dans un souci d'égalité de traitement et de non discrimination.**

Ainsi, il apparaît indispensable que les installations relevant du S3RENr notamment celles en basse tension, puissent **bénéficier également d'opérations de raccordement « intelligente »**. Cela est d'autant plus important depuis que les installations inférieures à 100 kW mais « groupées » telles que définies à l'article D 321-10 du code de l'énergie sont également concernées par les S3RENr.

Nous demandons ainsi que l'arrêté puisse s'étendre aux installations raccordées relevant du S3RENr ou qu'un autre texte réglementaire soit publié en parallèle afin de répliquer ces conditions.

Article 2 – Opération de raccordement et opération de raccordement de référence

Nous rappelons ici qu'il est du devoir du gestionnaire de réseau de conseiller les utilisateurs du réseau concédé et d'optimiser le dimensionnement du réseau concédé. S'agissant des utilisateurs en soutirage, le GRD doit porter un regard critique sur les puissances de raccordement demandées, d'autant plus qu'il a toutes les données nécessaires pour le faire, les utilisateurs du réseau n'étant pas toujours au fait des conséquences du surdimensionnement de leur puissance. Le GRD constate régulièrement une divergence importante entre la puissance de raccordement demandée et la puissance réellement utilisée.

A titre d'exemple, en 2015, dans le projet européen TRANSFORM, nous avons constaté que certains promoteurs demandaient une puissance de raccordement d'un niveau correspondant aux coefficients de la NFC14-100 pour des usages de chauffage électrique alors que leur bâtiment allait être raccordé au réseau de chaleur de la Métropole.

En ce sens, **nous proposons de modifier le (i) de l'article en remplaçant la phrase existante par :**

« (i) permettant l'évacuation et/ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ou conseillée par le gestionnaire de réseau concerné au vu des usages envisagés et des avancées en matière d'efficacité énergétique ; ».

Article 3 – Opération de raccordement intelligente

En premier lieu, **nous sommes favorables à un changement du titre de l'article pour « offre de raccordement alternative » ou « opération de raccordement alternative ».** En effet, il n'y a pas lieu de la qualifier d'« intelligente ». A noter que la dénomination « offre de raccordement alternative » est déjà utilisée par Enedis pour des offres intégrant une limitation de puissance active pour les installations de production en HTA, en somme un cas proposé ici.

Deuxièmement, l'article doit traduire l'obligation de conseil qui revient au GRD s'agissant du raccordement des utilisateurs sur le réseau public de distribution. Nous considérons qu'en conséquence il revient au GRD de proposer une offre de raccordement alternative, puisque les utilisateurs du réseau n'ont aucune donnée leur permettant d'entrevoir des bénéfices potentiels d'une réduction de puissance de raccordement dans la zone en question. Or, dans la rédaction actuelle, cette possibilité est étudiée « *sur demande de l'utilisateur* ».

- Nous proposons la formulation suivante en remplacement de « *Par dérogation à l'article 2, les gestionnaires de réseaux publics de distribution peuvent, sur demande de l'utilisateur, après proposition de l'opération de raccordement référence et sous réserve des résultats de l'étude préalable de raccordement, proposer une opération de raccordement intelligente* » : « **dans les zones considérées par les gestionnaires des réseaux comme en risque de contrainte pour lesquelles des travaux de renforcement sont prévus ou non, les gestionnaires de réseaux publics de distribution, après proposition de l'opération de raccordement référence et sous réserve des résultats de l'étude préalable de raccordement et en considérant les bénéfices en termes de d'investissement ou de report d'investissement dans le réseau, proposent une opération de raccordement intelligente.** »

Troisièmement, nous sommes d'avis que les 2 premiers cas d'usages proposés qui consistent à encourager l'utilisateur à raisonner sa puissance de raccordement et dimensionner au plus juste de ses besoins réels sont vertueux. Cependant, le 3^e cas d'usage « *ou à la puissance de raccordement demandée tout en permettant de réduire les délais de raccordement.* » nous interpelle : dans la mesure où les utilisateurs ne sont pas en mesure de porter un regard critique sur les délais de raccordement avancés par le GRD pour l'opération de raccordement de référence, les utilisateurs risquent d'accepter des solutions plus onéreuses que l'opération de raccordement de référence à laquelle ils ont droit pour un bénéfice très relatif, défini de manière unilatérale par le GRD. Nous sommes en conséquence d'avis de supprimer cette proposition, dans l'intérêt de tous les utilisateurs du réseau. L'accent doit être plutôt mis sur la réduction des délais de raccordement.

Ensuite, il est à craindre que, s'il est laissé aux GRD la responsabilité de définir les critères permettant de contractualiser les limitations de puissance, les GRD imposent des conditions sur lesquelles aucun utilisateur du réseau ne pourra s'engager au vu de ses propres contraintes (*changement de propriétaire ou occupant d'un bâtiment, changement de destination d'un bâtiment, etc.*). En effet, la durée de vie des ouvrages (50-60 ans) ne pourrait être comparée à la pérennité d'un consommateur, en particulier non résidentiel, sur un lieu donné (5 à 15 ans), ce qui vient en conséquence affecter sa capacité à tenir ses engagements en termes de limitation de puissance soutirée ou injectée (dans le cas d'un raccordement en autoconsommation partielle ou totale). En somme, **les cas d'usages listés doivent plutôt être envisagés comme des solutions de report d'investissement** (ex : repousser de 10 ans la construction d'un poste source), **pouvant éventuellement se traduire sur le long terme en coûts échoués évités** (ex : au bout des 10 ans, la puissance soutirée de la zone a globalement baissé suffisamment pour que le poste source envisagé ne soit plus nécessaire ; si construit, il aurait donc été sous-utilisé), **que des solutions venant offrir un service exactement équivalent à la création ou au renforcement d'un ouvrage.**

- Pour assurer des conditions de contractualisation justes de la flexibilité, nous proposons d'introduire la phrase suivante à la suite de « *Les éventuelles limitations sont contractualisées dans la convention de raccordement conclue entre le gestionnaire de réseaux et le demandeur du raccordement.* », la phrase suivante : « *ces limitations doivent tenir compte des contraintes opérationnelles du demandeur et la contractualisation est de 10 ans maximum, renouvelable à l'échéance de cette période.* ».

De plus, **l'article 3 doit pouvoir s'appliquer à des opérations de raccordement collectif, et non pas qu'individuel.** En effet, un bénéfice peut être nul si une limitation de puissance ne s'applique qu'à un seul utilisateur, mais il peut être très important si cette limitation concerne plusieurs bâtiments, à une ZAC, etc. En effet, il est à prévoir que les limitations de puissance pourraient permettre d'éviter le renforcement de ligne HTA par exemple. Mais pour ce faire, l'ordre de grandeur des limitations se situe plutôt à 1MW qu'à 50kW. L'utilisateur désigné au deuxième paragraphe doit donc correspondre à l'aménageur, à la collectivité, et non uniquement au promoteur ou à l'utilisateur final.

Pour finir, nous demandons à ce que **l'AODE soit systématiquement informée lors d'une proposition d'opération de raccordement alternative et qu'un agent assermenté soit destinataire de l'étude**. Dans la continuité, **les données cartographiques que le GRD communique chaque année à l'AODE doit intégrer**, au même titre que les ouvrages en eux-mêmes et les appareils de coupure, **une indication des points de livraison concernés** par une limitation des « *injections et soutirages sur certaines périodes* » et par une autorisation d'« *injections ou soutirages complémentaires* ».

Article 4- Construction du barème de raccordement

Nous sommes très favorables à la mise en œuvre de « **devis suffisamment détaillé** », déplorant aujourd'hui que de trop nombreux devis ne respectent pas le modèle de devis tel que défini par le gestionnaire de réseau lui-même, empêchant ainsi le producteur d'avoir l'accès à l'information nécessaire pour une meilleure compréhension de son offre de raccordement.

Nous souhaitons qu'au même titre que pour les installations de production HTA, les devis pour les installations de production BT dont l'offre de raccordement inclut des frais d'extension, présentent une **synthèse des différentes solutions étudiées pour lever les contraintes techniques**.

Nous souhaitons rappeler qu'il reste nécessaire d' **encadrer la possibilité de réaliser une offre de raccordement sur devis** et de la limiter uniquement aux cas de raccordement dont l'occurrence est faible et dont les coûts de raccordement sont effectivement très différents du barème.

Dans le barème de raccordement d'Enedis actuellement en vigueur, l'ensemble des coûts pour les installations de production supérieures à 36 kVA en BT et en HTA sont déterminés sur devis alors que le nombre de ces installations aujourd'hui raccordées sur le réseau géré par Enedis n'est plus à la marge et ne cesse d'augmenter.

Par ailleurs, les paliers techniques doivent être des paliers réglementaires. Ils ne doivent en aucun cas être définis uniquement dans la DTR du gestionnaire de réseau. Un exemple de palier technique concerne les seuils de puissance fixés à l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008. Si leur définition vient à rester à la discrétion du GRD, celui-ci pourrait définir nombre de catégories dans le barème pour discriminer certains utilisateurs du réseau (ce qui est déjà le cas avec le palier de 36 kVA).

Article 8 – Entrée en vigueur du barème de raccordement

L'article 8 précise que le barème s'applique à la date d'émission de l'offre de raccordement. Or les utilisateurs ne sont pas maîtres de cette date d'émission, étant tributaires des délais de traitement de leurs demandes par le gestionnaire de réseau (délais de 3 mois maximum).

Il est essentiel qu'un utilisateur puisse avoir connaissance à sa date de demande de raccordement du barème qui lui sera appliqué et que l'application du barème ne soit pas discriminante, ce qui nécessiterait que **le barème s'applique aux demandes de raccordement dont la date de demande est postérieure à la date d'entrée en vigueur**.

- En remplacement de « Les nouveaux barèmes de raccordement s'appliquent aux demandes de raccordement dont la date d'émission de la proposition technique et financière de raccordement est postérieure à la date d'entrée en vigueur du barème. », nous proposons qu'il soit écrit « Les nouveaux barèmes de raccordement s'appliquent aux demandes de raccordement dont la date est postérieure à la date d'entrée en vigueur du barème. »

Si la rédaction actuelle de ce paragraphe est maintenue, nous proposons de modifier le terme « proposition technique et financière de raccordement » par le terme « **offre de raccordement** » (employé actuellement dans le barème d'Enedis). En effet, pour les installations de production inférieures ou égales à 36 kVA, ce n'est pas une proposition technique et financière « PTF » qui est envoyée mais une proposition de raccordement « PDR ».

Dans tous les cas, nous demandons à ce que :

- La date d'entrée en vigueur d'un barème ne soit **inférieure à 3 mois uniquement si la modification est favorable aux utilisateurs** (dans ce cas, nous sommes favorables à ce que des offres de raccordement déjà émises mais non validées par l'utilisateur puissent être revues avec le nouveau barème) **ou pour éviter le dispositif d'exceptions temporaires sur devis**.
- les barèmes de raccordement aux réseaux publics **doivent être rendus publics dès l'approbation par la CRE** (soit 3 mois avant leur entrée en vigueur dans le cas général, délai plus court pour les cas dérogatoires) afin que les utilisateurs puissent avoir connaissance des modifications qui seront prévues et les anticiper.

Article 9 – Bilans

Les bilans désignés au présent article doivent concerner toutes les installations raccordées sur le réseau de distribution, assujetties ou non aux S3RENR. En effet, dans le cas contraire, les bilans risquent de ne concerner que peu d'installations.

La CRÉ introduit le fait que ces bilans soient rendus publics, donc les AODE pourront y avoir accès mais **nous trouvons qu'il est insuffisant que ces bilans sont réalisés à l'échelle nationale**. Or le suivi des devis entre dans le devoir de contrôle des AODE vis-à-vis du concessionnaire.

- Nous proposons d'introduire à la suite de la phrase « *Ce bilan est également adressé au ministre chargé de l'énergie, aux organisations représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité compétentes.* », la phrase suivante : « **A la demande de l'AODE, le GRD transmet chaque année le bilan des raccordements à la maille de la concession.** »

Par ailleurs, **il est impératif que les bilans concernent non pas uniquement les installations raccordées dans l'année écoulée mais toutes les demandes de raccordement**, c'est-à-dire les devis refusés et les devis acceptés menant à des raccordements, en les distinguant, pour permettre un contrôle de conformité dans l'application du barème et du périmètre de facturation. En effet, la non-conformité des devis est source d'abandon de projets, en particulier dans le raccordement des producteurs et donc susceptible de mettre à mal les engagements de la France en termes de couverture de la consommation par les énergies renouvelables, mais aussi des coûts indus pour les communes en charges de l'urbanisme qui sont portées à contribution, et doit être contrôlée.

- Nous proposons d'introduire à la suite de la phrase « Les bilans techniques sont rendus publics par les gestionnaires de réseaux publics de distribution. », la phrase suivante : « A la demande de la CRÉ, le GRD transmet **le bilan des devis refusés.** A la demande de l'AODE, le GRD transmet **le bilan des devis refusés à la maille de la concession.** »
- Nous proposons de compléter le paragraphe 4 avec la phrase suivante : « **Le système d'information mis en place par les GRD doit permettre de faire des bilans à différentes mailles, notamment à la maille communale et de la concession.** » En effet, la maille communale est importante parce que c'est à cette maille que se négocie la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'AODE et le gestionnaire de réseau pour certains travaux (renouvellement, renforcement, enfouissement, ...).
- Nous proposons de compléter le paragraphe 4 avec la phrase suivante : « Le système d'information mis en place par les GRD doit renseigner également **la localisation et la désignation des ouvrages de branchement et d'extension.** Cette information est communiquée uniquement dans les bilans transmis aux AODE. ». En effet, ces informations permettent de contrôler le périmètre de facturation, qui est indissociable de la notion de barème de raccordement. Cette proposition répond de plus à la préoccupation de nombre d'AODE qui souhaitent avoir des informations précises sur les ouvrages réalisés pour le raccordement des producteurs et payés par ces derniers. En effet, nombre AODE déplorent un inventaire incomplet des ouvrages transmis par le GRD. Citons à titre d'exemple le rapport de la mission de contrôle du SDEC (syndicat départemental du Calvados) de 2015 : "Pour ce qui concerne les travaux de raccordement des producteurs, Enedis refuse à nouveau de fournir les linéaires et la liste de ces travaux."

La nature des travaux de branchement et d'extension doit être mieux définie : il doit être précisé quel type d'informations est attendue des GRD. La *nature des travaux de branchement et d'extension* doit comprendre a minima: la nature, section, longueur des câbles affectés (remplacés) le cas échéant et la nature, section, longueur des câbles créés le cas échéant, la puissance du transformateur avant et après mutation le cas échéant et la puissance du transformateur créé. En effet, ces informations sont seules à permettre de vérifier que les ouvrages sont bien facturables à des tiers et qu'ils n'entrent pas dans l'assiette du TURPE.

Nous sommes surpris du commentaire de la CRÉ indiquant « *Le bilan financier n'est pas forcément nécessaire à la justification d'un projet de barème de raccordement. Sa transmission n'est pas systématique : elle est faite sur demande de la CRE.* ». Il nous semble au contraire que ce bilan est primordial pour évaluer la pertinence d'une modification de barème.

- Nous proposons donc la formulation suivante en lieu et place de la phrase d'origine : « Un bilan financier, comprenant les éléments permettant de vérifier la bonne adéquation entre les prix facturés des raccordements, résultant de la mise en œuvre des barèmes de raccordement, et les coûts des ouvrages réalisés dans le périmètre de facturation des demandeurs, est **transmis chaque année à la Commission de régulation de l'énergie. Il est également transmis à la maille de la concession à la demande de l'AODE.** »

Article 10 – Formule de coûts simplifiés

La limite de puissance monophasée à 12 kVA et la limite de puissance triphasée à 36 kVA ne sont pas justifiées : l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique mentionne une puissance maximale pour la BT monophasé de 18 kVA et une puissance maximale pour la BT triphasée de 250 kVA.

La limite de distance n'a pas à être mentionnée. Par contre, le barème pourrait distinguer différents coûts de mètre linéaire (CvE) en fonction de la distance au poste. En d'autres termes, un producteur ne devrait pas tomber dans une catégorie « *raccordement complexe* » parce qu'il a une distance au poste de plus de 250 m.

Article 11 - Dérogations

Nous sommes favorables à ce que les demandeurs aient connaissance « **du détail des coûts de l'opération** ».

Article 12 : Exceptions temporaires sur devis

Nous comprenons que des dispositions législatives et réglementaires puissent affecter les coûts des travaux que facturent le gestionnaire de réseau et que la mise en oeuvre d'une réglementation peut imposer une application rapide.

Cependant, nous ne sommes pas favorables à ce que ces coûts soient facturés en dehors des barèmes. En effet, il reste indispensable que toute modification des coûts suive le processus de concertation avec les différentes parties prenantes et d'approbation de la Commission de Régulation de l'Energie.

Par le passé, nous avons déjà eu des différends sur l'application de dispositions législatives et réglementaires (relatives au DT DICT), facturées en totalité aux utilisateurs pour lesquelles la CRE avait exigé aux GRD une répartition de ces coûts différente (diminution de la part facturée aux utilisateurs, l'autre partie étant incluse dans le périmètre du TURPE), avant application du barème.

Nous sommes favorables à ce que les délais d'entrée en vigueur du barème soient réduits pour ces cas précis.

Si l'application de la réglementation doit se faire avant l'approbation du barème intégrant ces modifications, ou dans le cas où la rédaction de l'article 12 est maintenue, nous demandons à ce que soit précisé que les utilisateurs puissent être remboursés des éventuels surcoûts, si les montants concertés par les différentes parties prenantes et approuvés par la CRE se révèlent plus faibles.

Si la rédaction actuelle de cet article est maintenue, nous demandons à ce que soit ajouté que ces coûts supplémentaires feront l'objet d'une concertation avec les différentes parties prenantes et qu'ils devront être approuvés par la Commission de Régulation de l'Energie, dans le délai d'application de la réglementation.

Article 13 – Raccordement collectif

L'article 13 définit les cas pour lesquels les utilisateurs peuvent solliciter un raccordement collectif. Or, dans certains cas, c'est Enedis qui impose aux utilisateurs un raccordement collectif.

Pour information, le barème actuel prévoit uniquement le cas de raccordement des installations de consommations collectives (chapitre 12), ce qui porte à confusion dans le cas d'installations de production traitées en raccordement collectif : ce sont les chapitres 8 et 12 qui s'appliquent, l'un définissant le périmètre de facturation, l'autre les critères et modalités liés aux raccordement collectifs.

Nous souhaitons que les règles de définition du raccordement collectif soient connues (c'est-à-dire concertées puis publiées) et non à l'appréciation uniquement du gestionnaire de réseau.

D'une manière générale, une clarification est attendue entre les différentes possibilités de raccordement (raccordement individuel, raccordement collectif, raccordement groupé).

Enfin, nous insistons sur le fait que le gestionnaire de réseau doit permettre aux raccordements collectifs des opérations de raccordement alternatives.

Projet d'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production ou de consommation d'énergie électrique

Article 1^{er}

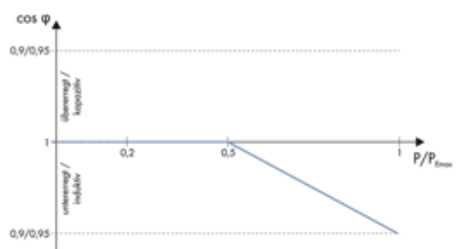
Nous proposons que le mot « intelligente » soit remplacé par « alternative ».

Nous insistons à nouveau sur le **devoir de conseil du GRD et d'optimisation des raccordements sur le réseau concédé**. L'arrêté doit donc préciser qu'il revient au GRD de faire une proposition de raccordement alternative comprenant une exigence d'absorption de puissance réactive. De plus, **les bénéfices liés à la mise en œuvre de cette fonctionnalité seront surtout importants si elle est déployée de manière systématique dans les zones où la capacité d'accueil des réseaux basse tension est faible** (proportion importante de postes non-évolutifs – dont la gamme de puissance est limitée à 160kVA -, sections de câbles décroissantes, proportion importante de fils nus ou de câbles torsadés aériens de faible section – inférieure à 70 mm² en Al-, etc.).

- Nous proposons en ce sens que **le GRD pré-identifie des zones où certains critères sont réunis pour que l'absorption de puissance réactive soit bénéfique par rapport à une solution classique de renforcement et création d'ouvrages**. La méthodologie d'identification et les zones identifiées doivent se baser sur les retours d'expérience des projets et études menées par les GRD et être validées par la CRÉ.
- Nous proposons ensuite que sur ces zones pré-identifiées, **une exigence d'absorption de puissance réactive soit rendue obligatoire dans un délai de deux ans** à compter de la publication de la DTR d'Enedis, et qu'**un régime transitoire durant ces deux ans** soit proposé, durant lequel :
 - les GRD proposent systématiquement la solution de raccordement de référence et la solution alternative comprenant l'obligation d'absorption de puissance réactive : les deux études sont menées en parallèle, et non pas de manière séquentielle, pour accélérer les procédures et éviter une perte de tarif d'achat et une sortie de file d'attente,
 - le choix entre ces deux options est laissé au demandeur
 - les GRD élaborent un document pédagogique à l'adresse des producteurs BT pour les accompagner dans la mise en œuvre de la nouvelle fonctionnalité.

L'absorption de puissance réactive qui peut être mise en œuvre sans surcoût pour les producteurs photovoltaïques, puisque les onduleurs intègrent déjà cette fonctionnalité (cf figure ci-dessous) qui était jusqu'ici bridée en France pour être conforme aux exigences réglementaires de l'arrêté du 23 avril 2008, **sous réserve que la mise en œuvre de la fonctionnalité soit effectuée de manière décentralisée, c'est-à-dire de manière autonome par l'onduleur, sans nécessiter la mise en place d'éléments de communication supplémentaires avec le gestionnaire de réseau**. Il est donc essentiel que le GRD n'impose pas la mise en œuvre de l'absorption de puissance réactive via une solution centralisée contrôlée par le GRD. Les onduleurs BT ont une fonctionnalité $\cos \phi = f(P)$, puisque celle-ci est imposée aux onduleurs BT en Allemagne depuis plusieurs années (cf figure ci-dessous). Les GRD doivent prendre en considération les possibilités actuelles des onduleurs dans la mise en œuvre de l'absorption de réactif en BT.

Dans le cas des installations raccordées en BT, il est impératif que l'obligation contractuelle d'absorption de la puissance réactive soit définie par onduleur et non pas au niveau du PDL, car dans ce deuxième cas, sa mise en oeuvre pourrait se révéler être très coûteuse. En effet, le second cas nécessiterait la mise en place d'un automate centralisé pilotant les onduleurs, équipement qui n'est pas actuellement présent sur ces petites installations.



Consigne de consommation de puissance réactive en période de forte production (source : SMA)

Nous souhaitons aussi que l'exposé des motifs puisse intégrer le fait que la solution d'absorption de puissance réactive ne soit pas uniquement activée pour éviter des coûts de renforcement mais également mise en œuvre pour éviter des coûts d'extension, le cas échéant.