

Propositions d'Énergie Partagée à destination des groupes de travail raccordement animés par la DGEC

I. Contexte

Du fait de :

- l'objectif de la France d'atteindre la neutralité carbone en 2050
- la fin de vie des centrales nucléaires d'ici 2040
- la publication par RTE des scénarios réalisés de mix électrique à l'horizon 2050

La proportion des énergies renouvelables dans le mix électrique est amenée à croître de manière très importante, surtout pour le photovoltaïque dont le rythme de développement doit être multiplié par un facteur de 2 à 6.

La qualité du réseau électrique et le cadre en place pour le raccordement des énergies renouvelables sur ce réseau sont des facteurs importants pour permettre d'atteindre les objectifs dans les temps.

La DGEC souhaite recueillir les propositions des parties prenantes pour permettre d'une part d'accélérer les raccordements des projets et pour permettre d'anticiper les congestions réseau qui empêcheraient aux énergies renouvelables de pouvoir fonctionner au maximum de leurs performances.

EP portera en son nom la voix des projets publics et citoyens que le gouvernement a choisi de soutenir et de développer mais qui rencontrent des contraintes qui leurs sont propres.

Énergie Partagée suit les 3 GT.

- Camille Bredoux du SIPENR suit les GT financement et procédures.
- Noémie Poize d'AURAE suit le GT technique.

A. INTENTION D'ÉNERGIE PARTAGÉE

Energie Partagée s'inscrit dans le scénario Négawatt qui vise 100 % ENR en 2050.

Les coûts et procédures relatifs au raccordement des projets sont une des causes des difficultés rencontrées par les projets citoyens.

Energie Partagée porte une démarche globale où les ENR doivent continuer à être compétitives, notamment pour les projets publics et citoyens.

Pour ce faire, l'optimisation du réseau électrique dans l'accueil des EnR est une composante importante de la réussite des projets et doit être pensée non pas dans une logique de réduction des coûts mais bien d'investissement pour réussir à atteindre l'objectif d'une intégration des ENR à 100 % dans le réseau électrique.

Energie Partagée souhaite participer aux groupes de travail dans cette vision de manière à faire du 100 % ENR le moins cher possible pour la société française en incluant tous les frais indirects (biodiversité, santé).

B. RAPPEL DES INTERACTIONS ENTRE LES COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES ET LES GRD

L'enjeu de la coopération entre les gestionnaires du réseau et les communautés énergétiques est central.

Dans les deux directives européennes, le rôle des gestionnaires de réseaux est clairement mis en avant :

- L'article 22-4-c) de la directive "Énergies renouvelables" dispose en effet que "le gestionnaire de réseau de distribution compétent coopère avec les communautés d'énergie renouvelable pour faciliter les transferts d'énergie au sein desdites communautés" ;
- L'article 22-4-d) dispose que "les communautés d'énergie renouvelable sont soumises à des procédures équitables, proportionnées et transparentes, notamment en matière d'enregistrement et d'octroi de licence, à des frais d'accès au réseau reflétant les coûts, ainsi qu'aux frais, prélèvements et taxes applicables, de manière à ce qu'elles contribuent de manière adéquate, équitable et équilibrée au partage du coût global du système, conformément à une analyse coûts-bénéfices transparente des ressources énergétiques distribuées réalisée par les autorités nationales compétentes" ;
- L'article 16-1-d) de la directive "Électricité" dispose que "sous réserve d'une juste indemnisation évaluée par l'autorité de régulation, les gestionnaires de réseau de distribution concernés coopèrent avec les communautés énergétiques citoyennes afin de faciliter les transferts d'électricité à l'intérieur des communautés énergétiques citoyennes".

La nature des interactions entre les gestionnaires de réseaux de distribution et les communautés énergétiques a ainsi été précisée en France à travers la loi Energie-Climat (LEC) de 2019. Celle-ci prévoit que les GRD, garants de la qualité d’acheminement et de non-discrimination entre les utilisateurs, devront coopérer avec les communautés, agissant pour le rapprochement des foyers décentralisés de production et de consommation. Par ailleurs, la LEC précise également que les communautés énergétiques ne pourront « ni détenir, ni exploiter » un réseau de distribution.

II. Rappel des principaux obstacles vécus par les projets citoyens

Plusieurs dysfonctionnements ont été remontés :

- Délai de réponse trop long : par exemple, les devis de raccordement sont régulièrement fournis après les délais légaux et les indemnités sont trop faibles pour envisager la procédure de demande d'indemnisation.
- Difficulté d'avoir un interlocuteur et un rdv pour la mise en service.
- Délais parfois très longs (jusqu'à 6 mois) entre la remise du CONSUEL à ENEDIS et la mise en service.
- Décalage entre le devis affiché dans le simulateur et le devis final qui peut passer de 800 euros à 5 000 euros.
- Sur le portail ENEDIS, impossible (ou procédure trop complexe) d'avoir les données de plusieurs installations sur le même compte (relevé Linky).
- Difficulté de recevoir les factures de raccordement et de TURPE, pour les tiers-investisseurs ayant plusieurs sites, et pas de boîte aux lettres aux adresses de production. Les factures arrivent soit aux adresses de production, soit aux sièges sans que les porteurs de projets n'aient le choix.
- Difficulté d'avoir des informations sur le réseau avant la demande de raccordement. La demande devient donc le seul moyen d'obtenir une information fiable sur le coût de raccordement. Cela implique des démarches administratives et d'urbanisme, sans savoir si le projet sera viable. L'ensemble de ces démarches échouées, augmente le coût total des installations réussies. (Le simulateur ENEDIS s'est amélioré depuis 1 an : moins de bugs informatiques et introduction de quelques chiffrages intéressants, mais de très nombreux cas restent en "Étude Complémentaire").
- Interprétation de la demande de raccordement différente en fonction des départements.
- Difficultés de lecture des propositions techniques et financières de la part des porteurs de projets. Il y a besoin de clarification/précision sur les différents postes à financer - Notamment concernant la ligne "mise à jour du plan de protection").

- Les outils numériques ne sont pas toujours opérationnels notamment le portail Enedis sur lequel est gérée la demande de raccordement et L'espace Client-Entreprises-Enedis. D'un côté, on observe des soucis techniques des portails de raccordement. De l'autre côté, le fait d'avoir des portails distincts complique les demandes.
- Il y a un manque d'articulation entre les systèmes d'informations d'Enedis et d'EDF OA ce qui génère des erreurs voire des pertes de dossiers.

Propositions

Synthèse des propositions :

GT Financement : Révision de la répartition des investissements entre Enedis et les producteurs.

GT Procédures : Planifier les futurs raccordements d'installations PV en BT dans le Plan de Développement du Réseau de distribution (PDR).

GT Procédures : Associer coût des travaux et données des capacités de raccordement en amont des démarches administratives.

GT Procédures : Généraliser la convention AIP ou AIPURE d'Enedis aux projets EnR portés en tout ou partie par des collectivités et/ou des communautés énergétiques.

GT technique : Inclure les projets en basse tension dans l'Offre de Raccordement Alternative (ORA).

III. Groupe de travail Financement

REVISION DE LA REPARTITION DES INVESTISSEMENTS ENTRE ENEDIS ET LE PRODUCTEUR POUR LES OUVRAGES EN BT

Constats

Le dimensionnement du réseau en Basse Tension en fonction des demandes venant aux comptes gouttes n'est plus tenable avec les objectifs du développement des énergies renouvelables que la France se dote. D'autant plus que les travaux enclenchés par des demandes de raccordement peuvent être trop lourds pour un projet, seul. Il y a besoin de mettre en place un cadre d'anticipation de l'accueil du réseau en lien avec le cadre législatif donné des énergies renouvelables.

Propositions

- Energie Partagée propose de faire évoluer la logique d'investissements sur le réseau d'Enedis en planifiant le réseau en fonction des objectifs ENR afin d'articuler le cadre législatif des énergies renouvelables avec le cadre législatif relatif au raccordement.
- Il s'agit de préciser les travaux qui relèveraient d'investissements portés par Enedis et non par le porteur de projets. Dans le Code de l'Énergie, les travaux "créés en remplacement d'ouvrages existants" sont en fait des renforcements et non des créations ou extension d'ouvrages électriques. Par exemple, dès lors qu'il s'agit de poste existant, tous les travaux d'amélioration et de renforcement de ce poste relèvent des investissements portés par Enedis (par exemple : ajouter un transformateur dans un poste HTA/BT existant).
- Energie Partagée préconise de déterminer un seuil de déclenchement de la création d'ouvrage : quand ils reçoivent + de X demandes alors Enedis engage les travaux et prend en charge des coûts mutualisés de renforcement d'ouvrages.
- Energie Partagée recommande de mettre des capacités d'accueil maximum lors de création d'ouvrage dans les zones urbaines pour anticiper le fait qu'il y aura des projets ENR et de rompre avec la démarche d'attendre que les demandes arrivent. Sur le réseau en BT, il s'agit de dimensionner la création de poste avec des transformateurs de 250 kva (non 36 kva) pour assurer un optimum économique pour la collectivité.

IV. Groupe de travail Procédures

Les propositions ci-dessous sont liées les unes aux autres dans l'idéal.

PLANIFIER LES FUTURS RACCORDEMENT D'INSTALLATIONS PV EN BT DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE DISTRIBUTION (PDR)

Constat

L'article L 322-11 du Code de l'Énergie, issu de l'ordonnance du 3 mars 2021 qui transpose en droit français l'article 32 de la Directive européenne 2019/944 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité., prévoit que les gestionnaires de réseau de distribution de plus de 100 000 clients publient tous les 2 ans un PDR.

Faisant le constat que :

- le photovoltaïque sur bâtiment est voué à se développer dans tous les scénarios du RTE 2050,
-
- une anticipation des créations d'ouvrages électriques le plus en amont possible permet d'atteindre un optimum dans le dimensionnement des ouvrages et donc une économie pour la collectivité

Nous proposons que le PV sur bâtiment fasse l'objet d'un volet particulier dans le PDR des GRD concernés par l'article L 322-11 du code de l'énergie.

Si la localisation géographique des installations de productions en HTB et HTA est sujette à de nombreux paramètres mouvants dans le temps et complexes à appréhender par un gestionnaire de réseau, et font déjà l'objet par ailleurs de S3REnR, il n'en est pas de même pour les installations PV en BT.

Pour celles-ci le constat est que les travaux de raccordement ne sont pas du tout planifiés de manière optimale alors qu'il serait aisé de prédire où elles seront développées dans le futur sans risque de coûts échoués.

Proposition

Nous pensons qu'il serait bénéfique pour la collectivité que le PDR des GRD concernés par l'article L 322-11 puisse présenter sur un horizon de 10 ans minimum, les ouvrages à constituer pour le raccordement des installations PV en BT dans une logique d'optimum technico-économique pour la collectivité, en sa basant sur les obligations de solarisation des nouveaux bâtiments, sur les cadastres solaires,...

ASSOCIER COUT DES TRAVAUX ET DONNEES DES CAPACITES DE RACCORDEMENT EN AMONT
DES DEMARCHES ADMINISTRATIVES

Constat

Connaître les capacités de raccordement participe à évaluer si le projet a la possibilité d'être localisé sur le site prédéterminé. Mais cela n'est pas suffisant, le besoin pour les communautés énergétiques et les collectivités territoriales est de connaître, le plus tôt possible, le coût du raccordement lié au point de raccordement du projet. Selon le coût et la connaissance des capacités d'accueil, il sera possible d'adapter le projet, voire de prévoir le bridage si la capacité est moindre que le productible potentiel du projet.

De plus, les projets citoyens qui n'aboutissent pas à cause des coûts de raccordement ont déjà entamé des procédures administratives à la demande d'Enedis (urbanisme notamment). Cela implique du temps de travail et des coûts alors même que le raccordement au site potentiel n'est pas possible au regard du coût de raccordement. Ce temps de travail inutile, renchérit le coût global du raccordement. Très souvent, la plateforme en ligne de simulation ne répond pas aux demandes des projets citoyens. Le traitement par une équipe opérationnelle doit être prévu à la hauteur des demandes en cours.

Proposition

- Energie Partagée est en faveur de la publication publique des capacités d'accueil à la condition d'y associer une évaluation du coût enveloppe de raccordement pour tous les projets en BT et HT.
- Le dépôt de la demande de raccordement ne doit plus être conditionné par les procédures administratives pour les projets en BT. Elles doivent être demandées après un premier chiffrage de la part d'ENEDIS.

Energie Partagée propose de mettre en place le process suivant pour les projets en BT :

- 1 - Dépôt d'une demande de raccordement en amont des procédures administratives
- 2 - Enedis donne un tarif verrouillé pendant X jours sur la base du coût réel. Si le coût est supérieur à un palier haut à déterminer alors le montant excédentaire sera pris en charge par le TURPE.
- 3 -Le demandeur à 15 jours ouvrés pour confirmer sa demande, sans quoi la demande est détruite et la file d'attente est libérée.
- 4 - Si confirmation, le demandeur à X jours pour fournir la preuve de dépôt de la demande d'urbanisme, puis X mois pour finaliser le dossier (dont la démarche urbanisme).

GENERALISER LA CONVENTION AIP OU AIPURE D'ENEDIS AUX PROJETS ENR PORTES EN TOUT OU PARTIE PAR DES COLLECTIVITES ET DES COMMUNAUTES ENERGETIQUES.

Constat

La convention "Analyse d'Impact d'un Projet d'Urbanisation sur le Réseau public de distribution d'Electricité" (AIPURE) permet aux collectivités qui disposent de la compétence urbanisme d'obtenir de la part de Enedis une étude de raccordement gratuite pour un projet d'aménagement. Cette convention est une opportunité pour que les collectivités n'engagent pas des frais de développement dans un projet qui pourrait être voué à l'échec pour une question de raccordement.

De même les conventions AIP sont proposées à certaines centrales villageoises.

Cependant le contenu des études qui découlent des conventions AIPURE ou AIP n'est pas satisfaisant au regard de la qualité d'une PTF, et ne permet pas aux acteurs publics et citoyens qui souhaiteraient développer des projets EnR de se faire une bonne idée des coûts et délais de raccordement de leurs projets.

Propositions

Dans les lois énergie de 2016 et 2019, les collectivités sont autorisées à participer à l'investissement des projets d'énergie renouvelable quelles que soient leurs compétences. Un projet d'énergie renouvelable est un projet d'aménagement du territoire qui peut être porté en tout ou partie par des collectivités ou des communautés d'énergies renouvelables. Il s'agit donc de s'inspirer du cadre de la convention AIPURE ou AIP pour mettre en place une convention destinée aux projets d'énergie renouvelable portés par les collectivités territoriales et les communautés énergétiques et qui permettent à celles-ci de bénéficier d'une étude gratuite de raccordement par Enedis de même qualité qu'une PRAC.

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 informations et pièces délivrées par un organisme à un autre et/ou de fournir les mêmes informations et pièces à plusieurs organismes. Par exemple :

- La localisation du projet (adresse postale et coordonnées GPS) doit être indiquée aussi bien dans la demande d'urbanisme (Déclaration préalable ou Permis de construire) que dans la demande de raccordement sur l'un des sites d'ENEDIS.
- Suite aux démarches urbanisme le certificat de non-opposition doit être réclamé en mairie, puis fournis à ENEDIS
- Le CONSUEL doit être demandé par l'installateur, transmis au producteur qui le transmet in-fine à ENEDIS.

Constats en Obligation d'Achat

La plupart des porteurs de projets d'énergie citoyenne traitent avec leur commune, ENEDIS, leur installateur, EDF OA 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 nécessite un travail amont important sur les autorisations d'urbanisme. La demande de raccordement est complexe et nécessite de nombreux documents dont certains sont redondant avec les démarches d'urbanisme
- Traitement des dossiers dans des délais de réponse trop long voire inexistants, notamment les échanges exclusivement papier avec EDF OA (Tous les documents doivent être envoyés en papier, en 3 exemplaires, avec signatures manuscrites (scan interdit) : les contrats EDF OA, les certificats installateur et producteur, et les éventuels avenants ne sont toujours pas dématérialisés)
- Sur le portail ENEDIS, impossible d'avoir plusieurs installations sur le même compte (relevé Linky) rendant la lecture complexe pour les collectifs citoyens

Constat Appel d'Offre

- 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 toutes 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 Obligation d'Achat la plateforme traiterai des 4 formalités administratives :

- Pré-demande
 - Création de la demande de raccordement et indication des premières informations nécessaire au chiffrage du raccordement
 - Chiffrage automatique ou manuel le cas échéant par ENEDIS
 - Délais à définir pour la confirmation par le demandeur. Si refus par le demandeur (raccordement trop onéreux), ou délais dépassé, la demande est détruite et la file d'attente est libérée.
 - Si acceptation, lancement des démarches d'urbanismes.
- 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)
 - Complétion des CERFA automatique
 - Transmission à la commune et accusé de réception par la commune
 - Réponse ou "absence de réponse valant acceptation" par la commune
- Raccordement
 - Si validation urbanisme, finalisation du dossier et édition du devis définitif.
 - Signature numérique de tous les documents et paiement en ligne (CB ou virement)
 - Suivi de la planification et des travaux de raccordement, aussi bien du côté ENEDIS que du côté Producteur. Dès sélection, ENEDIS affiche les coordonnées du sous-traitant en charge de la réalisation des travaux.
- Conformité électrique
 - CONSUEL délivré sur la plateforme

- Contrat d'Obligation d'Achat
 - Attestations sur l'honneur pré-rédigées et signatures en ligne par l'installateur et par 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.

V. Groupe de Travail Technique

INCLURE LES PROJETS EN BASSE TENSION DANS L'OFFRE DE RACCORDEMENT ALTERNATIVE (ORA)

L'arrêté du 14 juillet 2021 encadrant juridiquement l'Offre de Raccordement Alternative (ORA) permet "*la limitation de la puissance injectée en cas de contrainte sur le réseau*" pour les installations EnR relevant du cadre de raccordement spécifique aux S3REnR, soit celles dont la puissance installée est > 36 kVA. Il est donc possible de moduler à la baisse la puissance maximale d'injection en fonction des contraintes présentes sur le réseau à un instant donné.

L'arrêté précise les seuils cumulatifs pour limiter les pertes de production liées à ces écrêtements, à savoir :

- 70 % de la puissance de raccordement maximale doit pouvoir être évacuée au minimum et à tout instant (puissance garantie)
- L'énergie écrêtée ne doit pas dépasser 5 % de la production annuelle de l'installation. Au-delà, Enedis se doit d'indemniser le producteur.

En Basse tension les taux d'occupation des lignes sont parfois très bas d'après certains retours d'expérience et les ORA gagneraient à être développées davantage en BT.

Par ailleurs, il convient de noter que pour les producteurs seul leur importe finalement le critère sur un seuil maximal d' énergie annuelle écrêtée.

Proposition

Les installations de production en Basse tension dont la puissance installée est <36 kVA doivent être également éligibles à l' offre de raccordement alternative.

Par ailleurs, nous proposons de supprimer le critère sur une puissance minimale garantie pour ne conserver uniquement que le critère sur une énergie annuelle maximale de 5%.

4/ RELIER LES POSTES DE CONSOMMATION ET DE PRODUCTION

Enjeux vente de la totalité

Pour une production en BT inférieur à 36kVA, permettre de créer un nouveau PDL "production" sur étoilement d'un branchement existant même en présence d' entités juridiques production et consommation différents, avec l'accord de l' entité juridique jouissant du PDL existant (consommateur) :

- par exemple, avec la création d'un groupement solidaire. (Cas des branchements BT de type 1).
- Permettre de faire le branchement page 15 au lieu du branchement page 16 dans le Mode d' emploi ici: https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/Raccorder_son_installation_d_e_production_inf36_kVA.pdf (notez la petite étoile sur le branchement page 16 qui dit de traiter des entités juridiques différentes comme un local a raccorder)

Ces 2 solutions techniques permettraient de réduire le coût du raccordement en cas de tiers investissement, par la réduction des travaux de branchement.

Enjeux vente des surplus

Permettre la création d'un groupement solidaire sur le PDL ET le compteur constitué du consommateur et du producteur (entités juridiques séparées) afin que le producteur puisse injecter sur le circuit interne du consommateur, mais néanmoins vendre à un acheteur (obligé ou en PPA) les injections du surplus. Cette solution permettra la vente des surplus avec tiers investissement, et de réduire l' impact sur le réseau.

Note: dans le cadre d'un groupement solidaire, les 2 entités juridiques, producteur et consommateurs, reconnaissent qu'en cas de non-respect des conditions d'accès / d'exploitation de l'un ou l'autre Enedis (le GRD) est en droit de disjoncteur l'ensemble; ainsi, le producteur peut être privé de son accès au réseau en cas de défaillance du consommateur et vice versa (soit au niveau du disjoncteur client en cas de raccordement indirect et vente surplus, soit au niveau du coupe circuit en domaine publique).

Il convient de prévoir la possibilité de permettre au producteur de prendre l'abonnement consommation en cas d'inoccupation du bâtiment avec une obligation de restituer l'abonnement soutirage à un futur occupant.

Annexe

PRECISIONS SUR LA MODULATION GEOGRAPHIQUE DES TARIFS PV EN FONCTION DU POINT DE RACCORDEMENT

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 situent 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
- la 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 existe 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
 - Appel d'offre éolien en Allemagne

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 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 données 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.