

The sole responsibility for the content of this report lies with the authors. It does not represent the opinion of the Community. The European Commission is not responsible for any use that may be made of the information contained therein.

RES-e Regions / WP2 Barrières à l'électricité d'origine renouvelable en région Rhône-Alpes

Procédures administratives et raccordement au réseau
Novembre 2005

Introduction

Comparée à la plupart des autres pays européens, la France dispose, grâce à sa géographie et à son climat, de gisements importants pour la plupart des filières renouvelables de production d'électricité, de chaleur et même de bio-carburants

Pourtant, hormis la grande hydraulique de fleuves et de barrages développée dans les années 50-60, elle accuse un retard sensible dans l'exploitation de ces gisements, et ceci s'explique notamment par la lourdeur des procédures administratives qui s'appliquent à la production d'électricité et à la connexion au réseau.

Parmi les régions françaises, Rhône-Alpes a une histoire dans laquelle l'énergie tient une place privilégiée : berceau historique de l'hydro-électricité (la « Houille blanche ») à la fin du XIX^e siècle, cette filière représente encore aujourd'hui 25% de la production régionale d'électricité. Elle a aussi été pendant longtemps une grande région charbonnière et enfin, elle accueille la plus forte concentration au monde de réacteurs nucléaires. Cette particularité concerne également les énergies renouvelables, pour lesquelles Rhône-Alpes occupe une position de leader historique à l'échelle nationale. .

Malgré cela, malgré un soutien constant de la part des leaders politiques régionaux, et malgré un tissu industriel, scientifique, et associatif extrêmement dynamique qui lui fait jouer une sorte de rôle de « laboratoire », les difficultés rencontrées par les candidats-producteurs pour réaliser leurs projets sont les mêmes qu'ailleurs, pour beaucoup imputables aux excès de centralisation du système électrique français, un héritage de l'histoire de France.

Le contexte français

De ce point de vue, il n'est pas exagéré de dire que la tendance historique de la France à la centralisation autour d'un Etat national tout-puissant trouve l'une de ses expressions les plus poussées dans le secteur de l'électricité.

La loi de nationalisation a été votée en 1947 sous l'influence directe du Part Communiste et du syndicat CGT (le ministre de l'époque, Marcel Paul, avait été précédemment l'un des dirigeants de la fédération nationale de l'électricité) et avec la bienveillance des Gaullistes avec lesquels il partageait le pouvoir dans un contexte marqué par les besoins de la « reconstruction » au sorti de la seconde guerre mondiale.

Instaurant un monopole quasi absolu de l'État sur l'ensemble de ce secteur stratégique en plein développement, la Loi en a confié la gestion à un opérateur unique, EDF (Electricité de France), entreprise publique à caractère industriel et commercial créée pour la circonstance. Comme toutes les autres grandes entreprises nationales fondées à l'époque (GDF, SNCF, Charbonnages de France, Air-France, ...) EDF a été jusque très récemment soumise au « principe de spécialité », en vertu duquel il lui était interdit d'exercer toute autre activité que la production, le transport et la distribution d'électricité. Elle avait aussi pour vocation d'être, à travers un statut protégé et de nombreux avantages, une vitrine sociale pour les salariés d'un secteur qui avait connu des grèves et conflits à répétition pendant l'entre-deux guerres.

Ce « compromis historique » s'est avéré tellement solide qu'il a perduré sans aucune modification pendant plus de 50 ans, jusqu'à la loi de février 2000 dite « de modernisation et de développement du service public de l'électricité », prise en application de la directive européenne 96/99 de 1996 sur l'ouverture du marché de l'électricité.

Contrairement à une opinion très répandue, le monopole d'EDF ne s'exerçait d'un point de vue juridique *stricto sensu* que sur le transport d'électricité (haute et très haute tension).

Côté production, une « tolérance » fut instaurée pour les petites installations de moins de 8 MW sous la forme d'une obligation d'achat, ce qui permit à quelques milliers de petits producteurs hydrauliques indépendants, des entreprises privés, mais aussi des Communes (notamment montagnardes), d'échapper à la nationalisation de leurs moyens de production – et à l'État à une indemnisation coûteuse...

En 1995, à la suite du premier « débat national sur l'énergie » de l'après-guerre organisé par le ministre de l'environnement de l'époque Michel Barnier, ancien Commissaire Européen au développement régional, cette obligation fut limitée aux seules sources renouvelables, sans que cette disposition ait d'ailleurs d'effet immédiat puisque le tarif d'achat restait fixé unilatéralement par EDF en fonction de ses propres critères.

En ce qui concerne la distribution d'électricité, ce sont les Communes qui ont été rendues propriétaires des réseaux locaux dès lors qu'ils passaient sur la voie publique, avec obligation d'en concéder la gestion à EDF. Seule exception : lorsqu'elles assuraient précédemment cette gestion en direct sous la forme d'une régie ou d'une société de droit public (SEM), elles étaient autorisées à conserver ce mode de gestion. En revanche, il était impossible, et il est toujours impossible à ce jour, pour une Commune ou un regroupement de Communes, de reprendre la concession à EDF, même si c'est pour la confier à une régie. Aujourd'hui, seules quelques grandes villes (Grenoble, Strasbourg, Bordeaux) et quelques départements ou parties de départements ruraux (la Vienne, la Haute-Saône) ont conservé des régies de distribution. Curiosité historique, quelques rares territoires ruraux reculés des

Alpes et des Pyrénées sont quant à eux alimentés par des sociétés coopératives spécialisées de statut agricole, les SICAÉ. Au total, ces « Établissements Locaux de Distribution » (ELD) desservent à peine 5% des consommateurs français d'électricité.

Renforcé par une concentration parallèle des moyens de production dont le nucléaire représente l'apogée avec 80% de l'électricité française, ce quasi-monopole, de fait sinon de droit, assumé pendant un demi-siècle par une entreprise nationale organisée de manière très fortement verticalisée, a dessiné une culture de la conception des réseaux électriques et une pratique de leur gestion tout à fait particulières. Cette culture s'avère plutôt mal adaptée au développement des énergies renouvelables, par nature très décentralisées, et produites par des opérateurs très nombreux et très variés en nature, en statut et en dimension.

Bien que son objet ne soit pas le développement des énergies renouvelables mais l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, la loi de février 2000 a introduit un cadre juridique général relatif aux conditions d'achat de la production d'électricité renouvelable. Elle a par ailleurs prévu un certain nombre de dispositions précises, notamment l'augmentation du plafond d'obligation à 12 MW au lieu de 8 précédemment, son extension à tous les distributeurs d'électricité (les « ELD » n'y étaient pas soumises jusqu'alors) et sa compensation par le biais d'un fonds de péréquation alimenté par tous les consommateurs (le CSPE) sous le contrôle de l'autorité de régulation (la CRE).

Il aura toutefois fallu attendre mars 2002 avec la publication des derniers arrêtés tarifaires concernant le photovoltaïque, le biogaz et les installations de moins de 36 kVA pour que l'ensemble du dispositif soit complet et réellement opérationnel.

Début 2003, le nouveau gouvernement annonçait le lancement d'un processus de « débat national sur l'énergie » devant déboucher sur une loi d'orientation prévue pour la fin 2003 ou le début 2004.

Malgré l'adoption d'une procédure législative d'urgence au début de l'été 2004, ce n'est finalement qu'en juillet 2005 que la loi dite « POPE » (Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique) a été votée par le Parlement, après notamment un conflit très sérieux entre les deux chambres, l'Assemblée Nationale et le Sénat, autour de l'énergie éolienne, qui a retardé les travaux et nécessité la mise en place d'une commission de conciliation.

Considérant que la production d'électricité de la France est peu productrice de gaz à effet de serre grâce à l'énergie nucléaire pour laquelle il est prévu le lancement de la construction d'un réacteur de type EPR en vue de « garder l'option nucléaire ouverte », la loi ne fait que reprendre les objectifs de la Directive « électricité renouvelable » de 2001, soit 21% de la consommation à l'horizon 2010.

Les dispositions préexistantes ne sont pas modifiées, sauf pour la filière éolienne pour laquelle la notion de plafond est supprimée, mais qui se trouve soumise pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat à la définition préalable de « zones de développement éolien » par les Préfets en tant que représentants de l'État, sur proposition des collectivités locales.

La garantie d'origine

Le cadre légal

Jusqu'à maintenant, la garantie d'origine n'existe pas en France.
La nouvelle loi d'orientation sur l'énergie votée le 13 juillet prévoit les mesures suivantes :

Article 33 de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique

Le gestionnaire du réseau public de transport ou les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité délivrent aux producteurs raccordés à ces réseaux qui en font la demande des garanties d'origine pour la quantité d'électricité injectée sur leurs réseaux et produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération. Lorsqu'ils en font la demande, le gestionnaire du réseau public de transport délivre des garanties d'origine aux producteurs non raccordés au réseau et aux autoconsommateurs d'électricité issue d'énergies renouvelables ou de cogénération.

Le coût du service ainsi créé pour délivrer les garanties d'origine est à la charge de leur demandeur.

La personne achetant, en application des articles 8, 10 ou 50 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération est subrogée au producteur de cette électricité dans son droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine correspondantes.

Le gestionnaire du réseau public de transport établit et tient à jour un registre des garanties d'origine. Ce registre est accessible au public.

Un décret en Conseil d'Etat précise les conditions de délivrance des garanties d'origine et de tenue du registre, les tarifs d'accès à ce service ainsi que les pouvoirs et moyens d'action et de contrôle attribués aux gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Les certificats verts

Il existe cependant déjà un outil de gestion : le système des certificats verts. Cet outil est un service géré par Observ'ER, le représentant français de RECS (Renewable Energy Certificate System).

Observ'ER délivre un certificat vert au producteur qui a injecté 1 MWh sur le réseau. Le producteur doit faire une déclaration dans les 3 mois suivant la production et l'injection sur le réseau d'électricité renouvelable. Le producteur a l'obligation de mentionner à partir de quelle installation a été produite l'électricité, et la date de production (sans indication de l'horaire).

Les coûts associés au service se répartissent de la façon suivante :

- 0.04 €: émission
- 0.08 €: transfert (du producteur au fournisseur)
- 0.04 €: destruction (quand le MWh a été réellement consommé par le client)

Une fois que le certificat a été émis, il peut être transféré et consommé plusieurs mois après la date de déclaration ou même plus tard. La validité des certificats n'est pas limitée, il n'y a pas de date de péremption.

L'accès au réseau

Le cadre légal

L'obligation d'achat instituée par la loi de février 2000 constitue le fondement juridique de l'accès au réseau pour les producteurs indépendants d'électricité d'origine renouvelable.

Les textes juridiques qui en découlent organisent les démarches administratives obligatoires préalables à la possibilité de signer un contrat d'accès au réseau, notamment l'autorisation d'exploiter auprès de la DIDEME (service central du Ministère de l'Industrie) et la demande de certificat d'éligibilité à l'obligation d'achat auprès des DRIRE (Directions régionales du même Ministère de l'Industrie).

Toutefois la loi ne fournit pas de cadre de référence explicite pour la fixation des conditions techniques, pratiques et financières de l'accès au réseau, qui se trouvent donc implicitement renvoyées au domaine contractuel entre les gestionnaires de réseau et les producteurs.

La très grande majorité des raccordements des unités de production d'électricité renouvelable étant réalisée en moyenne et basse tension (HTA et BT), les demandeurs doivent s'adresser aux Gestionnaires de Réseaux de Distribution (les GRD) dont le plus important est de très loin la branche d'EDF dénommée ARD (« Accès au réseau de distribution » composée de 7 entités géographiques distinctes) . En général, les spécifications élaborées par EDF-ARD sont reprises telles quelles et parfois adaptées par les ELD.

Malgré des efforts louables pour simplifier la démarche et les documents contractuels de la part des services centraux d'ARD les modèles de contrat d'accès au réseau restent marqués par une très grande complexité et une lourdeur administrative rebutante. A titre d'exemple, le raccordement d'un simple toit photovoltaïque équipant une maison particulière nécessite de signer et de parapher pas moins de 37 pages d'un document relié par un robuste dispositif d'invulnérabilité comprenant plusieurs dizaines d'articles sur les conditions générales et les clauses particulières d'une lecture souvent rébarbative.

La gestion des demandes

Afin de tenir compte des éventuelles limitations techniques de la capacité d'accueil des réseaux locaux de distribution, EDF-ARD a dans un premier temps créé une « file d'attente » des demandes de raccordement sur la base du « premier arrivé, premier servi » pour les projets d'une puissance supérieure à 36 kVA (les petites installations en ont été exemptées après y avoir été soumises pendant un court laps de temps).

Ce système a provoqué, comme on pouvait s'y attendre, un afflux très important de demandes, notamment pour l'éolien dans les zones rurales ventées. Une très grande partie de ces projets étaient à visées notoirement spéculatives, les demandeurs n'ayant ni l'intention ni la capacité de développer un véritable projet, mais prévoyant de revendre leurs « droits acquis » auprès d'authentiques développeurs.

C'est à la demande des professionnels et en suivant leurs suggestions qu'a été mis en place un système de classement des demandes de raccordement fondé sur la date de « notification de délai d'instruction de permis de construire » (NDIPC), un document officiel délivré par le Préfet et attestant de la recevabilité sur la forme du dossier de permis de construire.

Lorsqu'il n'est pas soumis à permis de construire, le producteur doit tout de même apporter la preuve de la conformité du projet aux documents d'urbanisme ou d'environnement : déclaration de travaux, autorisation administrative après étude d'impact (petite hydraulique), déclaration ou autorisation d'exploiter , ...

Ce système à peu près consensuel dans ses principes a toutefois connu à plusieurs reprises des modifications décidées unilatéralement par EDF-ARD, ce qui a contribué à maintenir un

climat d'incertitude permanente pour les porteurs de projets, surtout quand il sont déjà bien avancés. Toutes les questions en suspens ne sont à ce jour toujours pas réglées bien qu'elles fassent l'objet de concertation régulière entre les représentants des producteurs et les gestionnaires de réseaux.

Dans l'état actuel de la réglementation et des modèles de documents contractuels, le processus se décompose en plusieurs étapes à la suite de la demande initiale du producteur:

- Le GRD réalise une « étude de faisabilité » afin de déterminer si la capacité d'accueil du réseau local auquel le projet est sensé être raccordé est suffisante compte tenu des caractéristiques de ce dernier, et s'il faut notamment réaliser des investissements préalables de renforcement ou d'extension du réseau.
- Si le producteur souhaite poursuivre sa démarche, le GRD réalise une « étude détaillée » qui permet de déterminer un premier ordre de grandeur du coût des travaux à la charge du producteur
- Toujours sous réserve de poursuite de la démarche par le candidat producteur, le GRD doit ensuite, sur la base des conclusions de l'étude détaillée, soumettre sous trois mois une « proposition technique et financière »
- En cas d'accord du producteur dans un délai mentionné dans la proposition, ce dernier doit verser un acompte (généralement de 50% du montant total du devis), qui représente son engagement définitif dans l'opération.
- Ce n'est qu'après le paiement de cet acompte que la programmation des travaux peut être définie et que la « convention de raccordement », qui règlera toutes les obligations réciproques entre le GRD et le producteur en phase d'exploitation peut-être validée pour être annexée au contrat de raccordement.

Toutes les installations d'une puissance nominale inférieure à 36 kVA sont exemptées des deux premières étapes (étude de faisabilité et étude détaillée), et cette exemption pourrait être étendue pour le photovoltaïque jusqu'à 250 kVA si les discussions en cours aboutissent positivement.

Les difficultés rencontrées

L'une des principales pierres d'achoppement entre les GRD et les demandeurs reste l'évaluation et la répartition des coûts de raccordement au réseau et le cas échéant, du renforcement du réseau imputable aux projets renouvelables.

Dans un premier temps, les demandeurs ont été entièrement soumis aux prix souvent exorbitants des devis établis par les GRD, la plupart du temps sans aucun détail ni aucune justification des coûts des prestations.

Sachant que les GRD font généralement appel à des entreprises sous-traitantes de leur choix et que les demandeurs n'ont pas la faculté de faire jouer la concurrence alors que la facture finale est à leur charge, les soupçons ont été fréquents de surévaluation des coûts des travaux, à tout le moins de facturation systématique dans la fourchette haute des coûts en comparaison de l'état de l'art au niveau européen,. Des interventions répétées auprès des services centraux d'EDF, ainsi que des recours auprès des instances compétentes, notamment la CRE, ont permis d'introduire une certaine transparence qui a pris la forme d'une grille harmonisée au niveau national de référence des coûts des différents matériels et prestations.

Tout en étant transparents en termes d'information, certains surcoûts n'en restent pas moins contestables, par exemple l'obligation d'installer des organes de sécurité redondants avec ceux déjà fournis en même temps que les organes de productions par les fabricants et les

installateurs. Il en va de même du refus d'utiliser un compteur électromécanique bidirectionnel pour compter les consommations des auxiliaires, mais surtout pour empêcher la fraude, à la place de deux compteurs électroniques monodirectionnels tête-bêche. Des exemples chiffrés sont donnés ci-dessous.

On notera que n'est que sur une injonction de la CRE qu'EDF-ARD a été contraint d'admettre que les producteurs pouvaient fournir et entretenir les organes de comptages au lieu de les louer au prix fort pour la durée du contrat, dès lors que ces organes répondent aux spécifications techniques.

Une autre cause d'incertitude et de difficulté réside dans l'absence de délais impératifs de réponse aux demandes de raccordement au réseau pour les installations de petite taille. Des progrès notables ont néanmoins été réalisés pour les installations photovoltaïques avec des délais actuellement d'environ 6 semaines. Ceci n'est pas forcément le cas pour les autres filières : le délai moyen d'instruction d'un projet éolien est de 5 ans, et il existe des projets en petite hydraulique qui sont en cours d'instruction depuis 20 ans !

Certaines ELD qui avaient décidé de ne pas tenir compte de la jurisprudence positive créée par EDF-ARD en rendant publics les éléments de calcul des coûts de raccordement, se sont fait rappeler à l'ordre par la CRE qui leur a signifié, en contrepartie du monopole dont elles bénéficient sur leur zone de desserte, l'obligation de fournir aux producteurs des options de raccordement « au moindre coût ».

Quant aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transports et de distribution, ils viennent de faire l'objet le 23 septembre 2005 d'une « décision » du ministre de l'industrie sur proposition de la CRE, dont les divers éléments seront applicables au 1^{er} janvier 2006.

Si on peut reprocher aux tarifs datant de 2002 qui sont actuellement en vigueur un certain manque de transparence, c'est au contraire l'avalanche de chiffres et d'équations émaillant les 30 pages du document qui rend difficile leur appréhension, notamment pour les non-spécialistes que sont les petits producteurs raccordés en basse tension.

D'une manière générale et sous réserve d'une analyse détaillée, il semble que les tarifs pour les petits producteurs subissent à cette occasion une augmentation au minimum de 30% et pouvant aller jusqu'à 100 % suivant les cas. Une fois encore, le manque de stabilité des méthodes de calcul et des tarifs qui en découlent, dont la durée de vie ne dépasse pas quelques années est une cause majeure d'incertitude pour les candidats producteurs.

Outre ces éléments relevant du cadre réglementaire modifiables par des interventions « extérieures » (législateur, administration, CRE, ...), le cadre contractuel offre lui aussi régulièrement son lot de nouveautés et d'imprévus, toujours à l'initiative d'EDF-ARD, dont certaines exigences se révèlent être inapplicables quand ce sont pas des sources de blocage pur et simple.

Un premier exemple a été l'introduction inopinée sur la première page du modèle de contrat de raccordement pour les installations de moins de 36 kVA d'une mention faisant obligation au producteur d'être en mesure de prouver que les risques que son équipement peut faire courir au réseau est couvert par une police d'assurance. Comme il n'est pas donné d'évaluation chiffrée du montant du risque encouru ni de sa probabilité d'occurrence, et qu'EDF-ARD refuse de donner une estimation exploitable de ces éléments, les compagnies d'assurance sont en droit de considérer que le risque est inassurable, rendant *ipso facto* impossible la signature du contrat de raccordement et par voie de conséquence la mise en service des installations et la vente de l'électricité produite. Cet obstacle majeur a pu être

contourné grâce à la bonne volonté des compagnies d'assurance du secteur mutualiste qui ont accepté d'intégrer ce risque nouveau sans supplément dans les polices habituelles couvrant la responsabilité civile, mais il reste encore à convaincre les autres sociétés d'assurance du bien-fondé de cette position.

Un deuxième exemple est l'introduction d'une obligation d'avoir un certificat du Consuel, demande formulée unilatéralement par EDF-ARD lors de l'établissement des modèles de contrat de raccordement. Or le Consuel, bien qu'acceptant de faire le contrôle, s'est lui-même déclaré techniquement incompétent sur la partie « production », notamment lorsqu'il s'agit d'un raccordement sur une installation électrique intérieure existante. Le Consuel présente donc peu d'intérêt en termes de certification technique puisqu'il se limite au raccordement entre l'onduleur et le réseau, et il ne fait qu'ajouter des démarches et des coûts supplémentaires.. Saisie par EDF-ARD en vue d'imposer le Consuel à tous les producteurs, la CRE s'est déclarée incompétente, suite à quoi EDF-ARD a introduit une exigence différenciée selon qu'il s'agit d'un bâtiment neuf (le Consuel étant demandé dans tous les cas pour l'installation électrique intérieure de consommation), ou d'un bâtiment existant : le Consuel n'est exigé que si le contrat de vente porte sur la totalité de la production, alors qu'une simple attestation de conformité établie par l'installateur suffit lorsque le contrat de vente est limité aux surplus. Cette différenciation découle d'une interprétation contestable de la réglementation et ne peut se justifier techniquement car elle revient en pratique à ne contrôler que les éléments installés par EDF-ARD ou son sous-traitant mais pas ceux installés par le producteur ou son fournisseur. C'est précisément la raison pour laquelle EDF-ARD a été contraint d'accepter une simple attestation de conformité établie par l'installateur quelle que soit l'option de raccordement choisie. La demande du certificat Consuel a toutefois été conservée dans le modèle de contrat, probablement dans l'espoir d'une future occasion de le rendre obligatoire.

Les coûts de raccordement au réseau

Le principe de base actuellement en vigueur est que les coûts de raccordement de l'installation au réseau sont à la charge du producteur, ainsi que les éventuels coûts de renforcement si le gestionnaire n'a pas prévu de travaux de renforcement qui seraient nécessaires en dehors des besoins du seul producteur (ceci peut être difficile à prouver objectivement compte tenu de l'unicité de la source d'information, en l'occurrence le GRD qui est partie prenante de la transaction).

Les coûts devant être supportés par le producteur sont très variables suivant le type d'installation..

Pour les petites puissances (< 36kVa), les coûts sont indépendants de la puissance de l'installation. Une installation photovoltaïque « familiale » de petite puissance comme il en existe désormais plusieurs centaines, se verra obligée de payer entre 200€ et 1500€, une somme modique en comparaison des autres filières, mais qui peut représenter plus de 10% du coût total d'une installation de 1kWc

Pour les installations plus importantes, notamment en éolien et en micro-hydraulique, les travaux de raccordement sont proportionnels à la distance du réseau et à la capacité d'accueil de ce dernier. Ils sont particulièrement lourds lorsque l'absence du réseau électrique à proximité du site nécessite la création de nouvelles lignes généralement enterrées, à partir des postes-sources en basse tension les plus proches.

Dans le cas de sites particulièrement isolés ou desservis par un réseau de distribution sous-dimensionné, il se peut que le producteur ait à payer la construction de plusieurs kilomètres de lignes, parfois à haute tension, ainsi que les transformateurs et les autres ouvrages, ce

qui se traduit par une facture pouvant s'élever à plusieurs centaines de milliers d'Euros, voire quelques millions dans des cas extrêmes.

En fonction de la situation locale et des exigences du distributeur, les coûts de raccordement peuvent se situer dans une fourchette allant de quelques pourcents jusqu'à 10, voire 15% de l'investissement total. Le fait de constater que dans de nombreux cas les développeurs parviennent à obtenir auprès de prestataires privés des devis moins élevés et plus proches de la réalité des coûts semble démontrer, au-delà de la capacité de négociation propre du développeur, un certain manque de finesse dans l'évaluation des coûts des propositions initiales émises par les GRD.

Les coûts de l'accès au réseau

En complément des coûts de raccordement qui représentent l'investissement initial, les coûts d'accès au réseau représentent la partie « fonctionnement », en fait tout ce qui découle de l'exploitation des équipements de production qui débitent sur le réseau.

Alors que leur évaluation a été d'abord faite par EDF-ARD dans le cadre de l'obligation d'achat de manière forfaitaire et non-contradictoire, leur définition et leur coût a fait l'objet d'évolutions sensibles en termes de transparence, suite notamment à l'insistance des associations de producteurs à pouvoir disposer d'un pouvoir de négociation.

Ils comprennent actuellement :

- les frais de comptage
- les frais de gestion,
- les frais de transit de l'énergie et de mise à disposition de puissance

La publication en octobre 2005 du « TURP » (Tarif d'utilisation des Réseau Publics) par la voie d'une « Décision gouvernementale » reprenant les propositions de la CRE, sensées conduire à une baisse globale des coûts d'accès au réseau pour tous les utilisateurs devrait conduire à des modifications importantes à compter du 1^{er} janvier 2006.

Le TURP, dont l'un des objectif est de pouvoir inclure dans un même document les frais d'accès aux réseaux publics pour tous les « utilisateurs », qu'ils soient consommateurs ou producteurs, se base sur le principe d'une décomposition en 5 éléments principaux:

- une composante annuelle de gestion
- une composante annuelle de comptage
- une composante annuelle d'injections
- une composante annuelle de soutirage
- une composante annuelle d'énergie réactive

Sous couvert d'une transparence par ailleurs souhaitable, ce document introduit une nouvelle complexité pour le calcul des coûts d'exploitation des installations, notamment pour les petits producteurs dont ce n'est pas l'activité principale ou qui n'en tirent aucun revenu, typiquement les projets de moins de 36 kVA, notamment en photovoltaïque et en petit éolien.

Par ailleurs, la lecture du document semble suggérer une augmentation substantielle des coûts d'accès pour les petits producteurs, du fait notamment de l'introduction de nouvelles composantes proportionnelles à l'énergie produite comme le soutirage ainsi qu'une augmentation des coûts de gestion.

Sous réserve de confirmation, cette augmentation devrait être de l'ordre de 30 à 50% pour les installations photovoltaïques inférieures à 5 kWc, sur la base de 30 € par an pour les

« frais de gestion » (300 € pour la basse tension entre 36 et 250 kVA, 622 € en HTA), 20 € pour la location des compteurs et de l'application proportionnelle des tarifs d'injection, de soutirage et de réactif (a priori moins élevés pour les producteurs que pour les consommateurs).

Pour les puissances plus importantes, les coûts dépendront très largement du choix du producteur d'être propriétaire ou locataire de ses moyens de comptage.

Toutefois, une analyse détaillée de l'impact réel devra être réalisée après la mise en place effective du TURP, car de nombreux éléments manquent de clarté à ce stade.

Procédures Administratives

Présentation synthétique des procédures applicables

Toutes les filières de production d'électricité renouvelables sont, en principe, soumises aux mêmes procédures administratives de base préalablement au raccordement au réseau des équipements.

Toutefois, certaines d'entre elles, en fonction des spécificités de la ressource qu'elles utilisent et de la technique employée, peuvent nécessiter des autorisations supplémentaires.

Par ailleurs, des démarches complémentaires sont nécessaires, indépendamment de la procédure d'accès au réseau, pour pouvoir vendre le courant produit sous le régime de l'obligation d'achat ou de tout autre régime peu ou pas encore appliqués en France comme les appels d'offre ou les certificats verts

On peut distinguer trois catégories de procédures administratives applicables :

- **l'autorisation de produire de l'électricité** : jusqu'à une puissance de 4,5 MW une simple déclaration auprès de la DIDEME (Direction de la demande d'énergie et des marchés énergétiques, service central du ministère de l'industrie en charge de l'énergie) suffit pour considérer que l'installation de production est « réputée autorisée ». Au-delà, il s'agit d'une autorisation délivrée au cas par cas après examen du dossier par les services ministériels compétents (DIDEME).

Pour l'hydraulique spécifiquement, l'autorisation est soumise à une démarche préalable dite d'« établissement du droit d'eau » auprès de la Direction Départementale de l'Agriculture et de la Forêt, le représentant local du ministère de l'agriculture. Par ailleurs, s'il s'agit d'une première autorisation, et si le projet est inférieur à 4,5 MW, l'autorisation est délivrée conjointement par la DDA (ministère de l'agriculture), la DDE (ministère de l'équipement) et la Mise (Mission Inter Service de l'Eau). Elle est soumise à enquête publique (consultation de la population locale)..

- **le permis de construire** : en principe toute installation de production d'énergie est soumise à un permis de construire, sauf les panneaux photovoltaïques intégrés en toiture (simple « déclaration de travaux » auprès de la Mairie) et les petites éoliennes d'une hauteur inférieure à 12 mètres mesurée à l'axe de rotation du rotor (aucune démarche requise) .

Une procédure spécifique a été mise en place pour l'éolien au-delà des 12 mètres de hauteur : le permis de construire est dans ce cas délivré par le préfet du département concerné, le conseil municipal des seules communes directement concernées étant consulté pour avis. De plus, une étude d'impact environnemental suivant un cahier des

charges précis prenant en compte tous les aspects (faune, flore, habitats, bruit, paysage,...) est obligatoire dans le dossier de demande de permis de construire. Elle est remplacée par une « notice d'impact » (une version allégée de l'étude d'impact) en dessous de 2,5 MW de puissance totale. Enfin, à partir de 25 mètres de hauteur, le projet est soumis à une enquête publique

Les « zones de développement de l'éolien » (ZDE) introduites par la loi du 13 juillet 2005 constituent une étape administrative préalable supplémentaire à franchir pour qu'un projet éolien puisse bénéficier de l'obligation d'achat et des tarifs associés. Elle s'ajoutera à partir de juillet 2007 aux procédures habituelles décrites ci-dessus dans des conditions restant à définir par voie de décret, mais elles ne s'y substitueront pas. Les Préfets de départements disposeront ainsi d'un pouvoir de décision à double détente : une première fois sur les projets souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat par la définition des ZDE, une deuxième fois sur tous les projets de plus de 12 m de hauteur par la signature du permis de construire. Dans les deux cas, c'est la quasi-totalité des projets éoliens actuellement en cours de développement qui seraient concernés si la loi s'appliquait immédiatement.

- Le **certificat d'éligibilité à l'obligation d'achat** est nécessaire seulement si le producteur souhaite bénéficier du régime de l'obligation d'achat et du tarif spécifique pour chaque filière établi par arrêté ministériel. Il est délivré par la DRIRE (Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement) qui représente le ministère de l'industrie au niveau régional et local, Cette délivrance fait dans tous les cas l'objet d'une publication au Journal Officiel de la République Française, quelles que soient la puissance installée et la technologie employée. Ce certificat est une pièce obligatoire pour que le contrat d'achat puisse être signé avec EDF ou l'ELD. .

Commentaires

Malgré l'affichage grandissant d'un soutien politique aux énergies renouvelables en France, tous les candidats producteurs, qu'il s'agisse de particuliers souhaitant s'équiper d'un modeste toit photovoltaïque, d'une grande entreprise internationale développant des co-générateurs de forte puissance, et même d'une filiale d'EDF spécialisée dans l'énergie éolienne, connaissent de grandes difficultés pour faire aboutir leurs projets en parcourant les méandres des obligations administratives dans une sorte de course de lenteur.

Les acteurs des énergies renouvelables en France ont parfois l'impression que cette lenteur procède d'une mauvaise volonté collective de la part d'une partie du personnel politique, de l'administration et d'EDF à encourager le développement des énergies renouvelables électriques décentralisées malgré les déclarations officielles .

Un premier exemple de cette mauvaise volonté a été donné par le peu d'enthousiasme que la France a mis à transcrire en droit national la directive sur le marché intérieur de l'électricité de 1996. Malgré les trois ans de délai prévu par la directive, la France ne s'est mise en conformité qu'en février 2000, avec un an de retard, qui plus est en inscrivant dans la loi que l'ouverture des marchés serait toujours au minimum de l'obligation européenne (cette disposition a depuis été supprimée).

Une fois l'obligation d'achat instaurée, il aura fallu attendre plus de deux années, ponctuées de plusieurs dizaines de réunions de concertation avec les représentants des professionnels des énergies renouvelables, pour que tous les textes légaux nécessaires soient adoptés et publiés, notamment le niveau des tarifs par filière.

Par ailleurs, ni les hommes politiques, ni l'Administration, n'ont été capables d'anticiper des problèmes dont il était évident qu'ils ne manqueraient pas de se poser, par exemple en

matière de traitement des permis de construire, ou plus prosaïquement de besoin d'augmentation des postes de travail des fonctionnaires chargés de délivrer les autorisations, ou encore de compatibilité entre les différentes procédures.

Faute d'instructions politiques claires et devant une profusion de textes juridiques compliqués et parfois contradictoires, le résultat a été une confusion généralisée, des délais d'instruction des autorisations anormalement longs et des interprétations juridiques laissées de fait à la discrétion de fonctionnaires locaux, conduisant à des traitements très inégaux selon les endroits - un comble dans un pays de tradition si fortement centralisée.

Toutes les filières sont concernées, mais la situation la plus sensible est celle de l'éolien. Longtemps attendue, la circulaire interministérielle relative aux procédures administratives applicables à l'éolien, publiée en 2003, semble avoir quelque peu porté ses fruits si l'on se réfère notamment à l'augmentation significative du nombre de permis de construire accordés en 2004 (300MW contre 120 en 2003), même si la proportion de 30% de permis refusés montre qu'il reste du chemin à parcourir.

Fondée sur une interprétation positive des textes conduisant à devoir motiver tout refus au regard de l'intérêt général que représente le développement de l'énergie éolienne, cette circulaire représente une première étape de clarification devrait permettre de réduire le délai administratif de 5 à 6 ans constaté actuellement aux alentours de 2 ou 3 ans, ce qui devient acceptable comparé aux pays les plus dynamiques (Allemagne, Danemark, Espagne).

Pourtant, deux ans à peine après la publication de la circulaire, et alors que les principaux protagonistes, notamment les développeurs de projets et les Services de l'État, commençaient à être rodés aux nouvelles procédures, la création des ZDE par la loi du 13 juillet 2005 vient bousculer le fragile équilibre laborieusement trouvé. Même si le délai de 2 ans pour appliquer la loi devrait permettre aux projets suffisamment avancés d'aboutir selon l'ancienne réglementation, l'incertitude juridique sur la suite immédiate bloque toute possibilité d'entamer le développement de nouveaux sites.

Mais la loi pourrait aussi ralentir les prises de décision dans l'immédiat par l'introduction d'une obligation que les schémas hydrauliques (SDAGE) et éoliens (SRE) prennent en compte les potentiels énergétiques « par zone géographique ». Si cette disposition était appliquée à la lettre, ceci impliquerait des coûts d'étude extrêmement élevés sans oublier le temps nécessaire à la définition préalable d'une méthodologie qui reste à inventer et à faire reconnaître.

Le cas de l'hydraulique est encore plus compliqué car cette filière est prise en tenaille entre des conflits récurrents sur l'usage de l'eau, l'extrême complexité des textes qui s'appliquent, dont certains remontent à la Révolution française et le retard pris pour engager le processus législatif de la future loi sur l'eau déjà annoncée et reportée plusieurs fois depuis 1999.

Dans l'état actuel du droit, les projets hydro-électriques doivent traverser une phase de « demande d'autorisation d'utilisation de la ressource en eau », démarche assez longue dans laquelle chacun des Services de l'État impliqués au niveau régional (eaux et forêts, pêche, hygiène, police des eaux...) doit donner son accord – un seul « non » d'un seul service est suffisant pour bloquer le projet. Des problèmes peuvent également apparaître lors du renouvellement des autorisations parvenues à échéance et, de plus, chaque changement du contexte légal ou administratif en cours d'instruction peut compliquer la tâche et remettre en cause le résultat.

Entre contraintes environnementales et non-renouvellement des autorisations, le risque est important de voir la production hydraulique française *diminuer* et non pas augmenter dans les prochaines années, alors que le potentiel supplémentaire raisonnablement exploitable

dans de bonnes conditions économiques et environnementales s'élève à 1000 MW. En Rhône-Alpes, première région hydro-électrique française, ceci pourrait avoir des conséquences négatives relativement importantes.

Pour le photovoltaïque, la situation reste caricaturale, puisque même un toit solaire de quelques centaines de watts doit faire l'objet d'une publication au J.O. pour être légal. Il convient de se rappeler qu'à l'origine, le producteur photovoltaïque devait lui-même « faire la preuve que sa production ne pouvait être vendue sur le marché dans de bonnes conditions économiques » pour obtenir un certificat d'éligibilité à l'obligation d'achat. – Cette disposition a été depuis « assouplie » en ce sens que l'administration accepte désormais un argumentaire standard recopié

Malgré cela, on peut considérer que de réels progrès ont été réalisés dans l'application des textes et des procédures en vigueur pour le photovoltaïque et que la période de « rodage » qui s'achève devrait permettre un raccourcissement des délais ainsi qu'une transparence suffisante des coûts, à défaut d'un accord des parties sur leur niveau.

Malheureusement, il y a tout lieu de penser que cette expérience relativement positive malgré sa durée excessive ne servira pas aux autres filières concernées par les petites et toutes petites puissances (< 36 kVA). Il semble en effet que les discussions qui viennent tout juste de débiter entre les producteurs de petit éolien et les gestionnaires de réseaux repartent de zéro, alors que les onduleurs utilisés par les fournisseurs éoliens sont directement dérivés des onduleurs photovoltaïques désormais reconnus et acceptés par tous les GRD.

La production d'électricité issue de la biomasse est à peine concernée par le problème en l'absence de projets concrets parvenant à trouver un équilibre économique suffisant. Ceci est dû essentiellement à la faiblesse des tarifs d'achat, mais aussi à l'absence de soutien de l'ADEME dont la priorité dans le secteur des bio-énergies va à des projets de grandes dimensions qui, compte tenu de leur complexité technique, administrative et logistique, n'ont pas encore été mis en service industriel,

Quelques pistes pour améliorer la situation

Cela relève de la banalité de dire que sans une volonté politique ferme et constante aucune amélioration sensible et durable n'est possible.

La première traduction d'un tel engagement devrait être **une stabilisation du cadre législatif, réglementaire et contractuel** sur la base de dispositions négociées et si possible approuvées par les producteurs.

Par ailleurs, **des moyens adéquats en personnel et des directives claires** devraient être fournis aux administrations nationales et locales en charge du traitement des dossiers afin d'éviter des délais d'instruction pénalisants.

La **simplification des procédures administratives** devrait être considérée comme un objectif d'intérêt général qui ne sert pas seulement les intérêts particuliers des producteurs, mais contribue avant tout au respect des engagements internationaux de la France et économise de l'argent public en rendant l'administration plus efficace.

La simplification des procédures n'est jamais simple ni facile en France à cause d'une pratique législative ancestrale qui veut qu'une loi ne peut pas être abolie mais seulement amendée par une autre loi, ce qui produit un cadre juridique extrêmement complexe. Ceci est renforcé par la tendance générale de l'Administration à une interprétation toujours restrictive et conservatrice des nouveautés législatives.

Certaines procédures demandent aujourd'hui une intervention de hauts fonctionnaires qu'il n'est pas forcément pertinent de mobiliser dans un processus de cette nature – par exemple, une concession hydraulique demande une décision du Conseil d'Etat, une déclaration d'exploiter pour une centrale photovoltaïque raccordé au réseau doit être publié dans le Journal Officiel de la République, à côté des nouveaux textes de loi et des décrets.

La simplification pourrait passer par une réduction du nombre d'administrations impliquées, par la mise en place de cellules dédiées, de formulaires simplifiés et d'un « guichet unique » pour chacune des filières.

Outre la simplification, des efforts considérables pourraient être fait en matière de **sécurité juridique** visant à garantir au porteur de projet que chaque étape franchie le rapproche réellement de la fin du processus administratif. Aujourd'hui, les opposants aux projets de production décentralisée à partir des énergies renouvelables peuvent avoir plusieurs occasions de contester juridiquement le projet. Le droit démocratique de contester un projet est essentiel, car il permet de protéger l'environnement et les riverains des mauvais projets ou d'apporter des améliorations à un projet existant. Par contre, il ne doit pas devenir une façon de ralentir un projet sans justification. Il n'est pas non plus logique qu'un projet puisse faire l'objet de recours à plusieurs reprises, sans vérification préalable de la validité des recours, surtout lorsque l'on connaît les délais entraînés par chaque procédure

L'instauration de **délais de réponse impératifs** constituerait également une mesure positive. Cette pratique est peu courante en droit français et en général une non-réponse de l'administration à une demande équivaut à un refus. La seule exception est celle des permis de construire, mais il est fréquent que l'administration s'accorde à elle-même un nouveau délai dans les jours qui précèdent l'échéance du délai initial de deux mois.

Enfin, des **outils d'information et de communication simples et accessibles** comme des guides à l'intention des développeurs et des producteurs ou des documents téléchargeables tels que formulaires, lettres-types, check-list, etc. pourraient être développés par l'administration elle-même, qui en serait la première bénéficiaire en rationalisant son travail. Cette tâche qui est rendue encore plus lourde et compliquée par les besoins fréquents de mise à jour est actuellement assumée par les associations et les organisations professionnelles qui suppléent une véritable carence de l'État sans en avoir les moyens pratiques, ni la réelle légitimité.

Conclusion

Ce n'est que depuis la loi du 10 février 2000 que les procédures administratives et les conditions d'accès aux réseaux publics d'électricité applicables aux énergies renouvelables disposent d'un cadre légal en France.

Plusieurs années ont été nécessaires pour que ce cadre puisse se traduire de manière pratique à travers des textes d'application, puis le retour d'expérience de leur mise en œuvre.

Alors que de réels efforts réels semblent être faits par les services administratifs opérationnels pour améliorer le traitement des dossiers, il est inquiétant de constater que le résultat de ces efforts est régulièrement annihilé par une nouvelle étape de « complexification » (nouveau texte législatif ou réglementaire, jurisprudence, décision ou avis de la CRE, ...), comme s'il s'agissait d'un mouvement perpétuel qui s'auto-entretient et dont la finalité échappe à ses initiateurs.

Dans un tel contexte, les seules améliorations à attendre à court terme se limitent à un « lissage » des procédures entre les administrations chargées de leur application et les producteurs, mais les conditions d'un développement massif de la production d'électricité renouvelables par des producteurs indépendants sont loin d'être réunies.

Les décisions nécessaires à une véritable simplification des procédures exigeront une volonté politique d'autant plus forte que la tradition législative et administrative française est complexe et fortement centralisatrice .

Rapport écrit en collaboration avec

