

# Droit des énergies renouvelables

Février 2021- Février 2022

La présidentielle 2022 a pris en otage les EnR et nombre de candidats ont perdu toute raison quant à la perception du mix énergétique dans une société décarbonée... La démagogie des uns et des autres devrait pourtant trouver ses limites objectives dans les *Futurs énergétiques 2050*, tels que les scénarise RTE dans son rapport d'octobre 2021 : « atteindre la neutralité carbone en 2050 est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables »<sup>1</sup>. Car pour le gestionnaire de réseau, « même un scénario de relance du nucléaire avec un programme minimal de six réacteurs implique d'atteindre des rythmes de déploiement des renouvelables particulièrement élevés »<sup>2</sup>.

Pourtant la stigmatisation de l'éolien semble devenu un élément de langage des candidats à l'élection, alors que certains conseils départementaux (en dernier lieu celui de la Vienne : délibération n° 2121-CD-0144 du 17 décembre 2021) délibèrent incompétamment pour inviter leur préfet à imposer un moratoire éolien et que la région des Hauts-de-France recense, sur un site dédié, pour sa part les projets sur son territoire pour faciliter les recours contre les autorisations environnementales<sup>3</sup>.

On comprend que les mécanismes juridiques de participation aient la plus grande peine à canaliser des contestations locales contre les projets d'énergies renouvelables. L'instrumentalisation contentieuse du droit des EnR n'aura ainsi jamais été aussi forte.

Elle freine toujours autant le développement des parcs éoliens terrestres et en mer. Ainsi au 31 décembre 2021<sup>4</sup>, le parc éolien français semble toujours ralenti par le contentieux, atteignant une puissance de 18,9 GW dont 1 GW a été raccordé au cours de l'année 2021, soit 8 % de moins qu'en 2020. Et cette année encore on fera ce constat : la puissance des projets en cours d'instruction s'élève à 13,7 GW, contre 13,1 GW en 2020 !

Mais surtout elle semble se systématiser contre les projets de méthanisation.

Juridiquement, les questions posées aux juges sont redoutables de technicité, telles l'appréciation des dérogations de destruction d'espèces protégées (v. *infra*) ou des conditions de basculement

David Deharbe  
Lou Deldique  
Stéphanie Gandet  
Yann Borrel  
Avocats associés  
Sébastien Bécue  
Avocat of counsel  
Green Law Avocats

en matière d'enregistrement par le juge des référés (s'agissant de la pression azotique d'un projet de méthanisation, v. TA Amiens, réf., 29 avr. 2021, n° 2101013 et 2101200 SAS Biométhane Du Vandy).

Or si le juriste des EnR se délecte de ces débats contentieux, on ne saurait ignorer le parcours d'obstacles auquel sont confrontés les porteurs de projets victimes de recours qui retardent leur « bancabilité »... Il faut désormais huit ans en France pour faire aboutir un projet de méthanisation à la ferme, sauf à prendre le risque de construire sur fonds propres avec des autorisations non purgées.

Et cela est d'autant plus inquiétant que la filière de la méthanisation a affiché un véritable dynamisme. Toujours selon le ministère de la transition écologique, au 31 décembre 2021, la production d'électricité à partir de biogaz s'élève à 2,7 TWh en 2021, soit 0,6 % de la consommation électrique française. Elle est en hausse de 8 % par rapport à la production de 2020. Quant à la production de biométhane injecté dans les réseaux, elle continue sa progression et s'établit à 4 338 GWh sur l'année 2021, soit une hausse de 96 % par rapport à l'année 2020.

## I. LE VENT

- **Dérogation espèces protégées.** Comme ce fut le cas pour les questions des capacités financières et d'absence d'autonomie de l'autorité environnementale, une incertitude subsiste sur le moment à partir duquel l'obtention s'impose et sur les conditions de la légalité de la dérogation.

*Sur le champ de la dérogation.* Par un arrêt du 4 mars 2021, la Cour de justice de l'Union européenne a jugé que la protection stricte prévue par la directive *Oiseaux* s'applique à toutes les espèces, sans qu'il ait à être caractérisée une menace sur leur état de conservation. On note pourtant que, dans son opinion, l'avocate générale Kokott expliquait bien que la directive *Oiseaux* ne peut être comprise comme interdisant tout risque de mortalité accidentelle de spécimens d'oiseaux, l'interdiction devant également être conciliée avec les exigences économiques. Mais la Cour, ayant estimé ne pas être saisie sur ce point, n'a pas repris ces développements (CJUE, 4 mars 2021, n° C-473/19 et C-474/19). Les décisions annulant une autorisation environnementale sans dérogation ou confirmant un refus pour absence de dérogation s'accumulent. Souvent, les décisions confondent risque d'impact et caractérisation d'un impact, et certaines cours refusent même – sans que l'on comprenne bien pourquoi – de tenir compte des bridages proposés pour caractériser le risque d'impact. Il est essentiel que le Conseil d'État ou la Cour de justice précisent rapidement le champ de la dérogation. Sur le

1. [https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-10/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats\\_0.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-10/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats_0.pdf): résumé exécutif p. 5.

2. *Ibid.* p. 28.

3. <https://eoliennes.hautsdefrance.fr/>

4. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/les-energies-renouvelables>

fond, pourtant, des solutions techniques existent, mais les juges déconsidèrent encore trop souvent les bridages innovants des porteurs de projets, alors que c'est le propre d'une innovation que de devoir être testée.

*Sur la légalité de la dérogation.* Le besoin de précision sur le champ de la dérogation est d'autant plus important que les conditions de légalité des dérogations sont toujours appréciées de manière aussi stricte, contrairement à ce que suggère le premier arrêt du Conseil d'État statuant sur la question en éolien (CE, 15 avr. 2021, n° 430500, Assoc. SPPEF et a. : Lebon, T. ; Dr. Env. 2021, p. 207, concl. St. Hoynck). Si le Conseil d'État valide la légalité de la dérogation accordée pour un parc en forêt, c'était contre l'opinion de son rapporteur public – ce qui montre la fragilité de la décision – et en validant le raisonnement de la cour administrative d'appel de Nantes qui retenait l'existence d'une raison impérative d'intérêt public majeur au regard de la situation spécifique de déficit électrique de la Bretagne. À première vue, la solution n'apparaît ainsi pas transposable à toutes les régions et, surtout, la marge d'appréciation laissée aux juges du fond semble trop importante. Une évolution jurisprudentielle est ici aussi à attendre.

- **Saturation paysagère et planification.** Comme c'était le cas en 2020, les décisions d'annulation ou de confirmation de refus fondées sur un impact du projet sur l'environnement humain proche s'accumulent (plus de trente décisions en 2021). Les raisonnements s'affinent en reprenant plus ou moins directement les indices proposés par l'Administration pour mesurer l'occupation paysagère par l'éolien.

Sur le fond, le problème est toujours le même : seul 20 % du territoire est ouvert aux éoliennes du fait des différentes contraintes, alors que les objectifs de développement sont importants, d'où un effet de densification. Par une **instruction du 26 mai 2021 (NOR : TRER2113107J ; Dr. Env. 2021, p. 229)**, le gouvernement a sollicité des préfetures de région la réalisation d'une cartographie non contraignante des zones favorables au développement éolien, qui font défaut depuis l'annulation des schémas régionaux éoliens.

- **Contraintes militaires.** On attend toujours que l'armée soit forcée à réfléchir à libérer le territoire des contraintes militaires. Pour l'année 2021, c'est l'inverse qui s'est produit : l'**instruction n° 1050/DASÉ/DIRCAM du 16 juin 2021** (entrant en vigueur le 18 juin 2021) augmente à 70 kilomètres autour des radars le périmètre dans lequel l'armée est interrogée sur la faisabilité d'un projet éolien, contre 30 kilomètres jusque-là. Là encore, cette décision risque de grever le développement éolien, alors que le taux d'acceptation des projets par l'armée ne dépasse pas 10 %.

Surtout que le juge administratif refuse quasi-systématiquement de revenir sur l'appréciation de l'armée, quand bien même la motivation défavorable est lacunaire. Quatre contre-exemples cette année : des refus fondés sur l'implantation en zone Setba sont annulés. Les éléments du dossier montrent en effet que la présence du projet n'est en pratique pas incompatible avec l'objet de la zone (CAA Nantes, 29 janv. 2021, n° 20NT01197 – CAA Lyon, 11 févr. 2021, n° 18LY04638, n° 18LY04646 et n° 18LY04649 – trois décisions).

**Implication des communes d'implantation.** La loi n° 2021-1104 dite *Climat & résilience* du 22 août 2021 renforce le rôle du maire en matière de projets éoliens. Avant l'adoption de cette loi, le porteur de projet devait, un mois au moins avant le dépôt de la demande d'autorisation environnementale, adresser aux maires de la commune concernée et des communes limitrophes le résumé non technique de l'étude d'impact. Désormais, le maire est invité, dans le délai d'un mois à compter de l'envoi du résumé et après délibération du conseil municipal, à adresser ses observations sur le projet. Dans le cas où des observations sont transmises par le maire, alors le porteur de projet a un mois pour rédiger un mémoire en réponse aux observations qui précisent, le cas échéant, les évolutions du projet qu'il propose.

- **Prescriptions ministérielles ICPE.** Des **arrêtés ministériels du 10 décembre 2021 (NOR : TREP2136555A et TREP2136559A)** ont renforcé les obligations en matière d'émissions sonores des éoliennes et, pour les éoliennes soumises à autorisation, apporté des précisions sur le montant recalculé et l'actualisation des garanties financières à la mise en service.

- **Complément de rémunération.** Le nouveau cahier des charges d'appels éolien a été publié le 30 juillet 2021. Il servira de base pour les appels d'offres jusqu'au 2<sup>e</sup> semestre 2026.

- **Éolien marin.** Par un **décret n° 2021-282 du 12 mars 2021**, la compétence en premier et dernier ressort du contentieux de l'éolien marin est transférée de la cour administrative d'appel de Nantes au Conseil d'État.

## II. LE SOLEIL

- **Nouveaux objectifs ministériels.** Un **plan d'actions pour accélérer le développement du photovoltaïque a été proposé par le ministère le 3 novembre 2021**. Plusieurs objectifs sont mis en avant, et notamment faciliter le développement du photovoltaïque dans les zones présentant le moins d'enjeux environnementaux (il est prévu la publication sous six mois d'un arrêté pour les installations au sol de moins ou équivalent à 500 kWc, sur des terrains dégradés présentant des enjeux limités en termes de biodiversité et de paysage). Il est également prévu de mobiliser des nouvelles surfaces pour le développement du photovoltaïque, tout en minimisant les impacts environnementaux (1 000 projets photovoltaïques sur foncier public d'ici 2025). Enfin, la volonté est exprimée de simplifier les procédures administratives pour les projets présentant le moins d'impact en termes d'occupation des sols (allègement de procédures administratives pour les petits projets, notamment en les exonérant de l'évaluation environnementale et du permis de construire).

- **Loi Climat & résilience & photovoltaïque.** La loi *Climat & résilience* prévoit notamment :

- *autoconsommation.* En application de l'article 91, le médiateur de l'énergie peut désormais intervenir dans les litiges concernant des opérations d'autoconsommation individuelle d'électricité et les bailleurs sociaux peuvent être désignés comme personne morale organisatrice (PMO), non seulement d'une opération

regroupant leurs locataires, mais aussi des personnes physiques ou morales tierces ;

- *raccordement*. L'article 98 permet la prise en charge par le Turpe des coûts de raccordement au réseau de distribution des installations photovoltaïques inférieures à certains seuils de puissance : jusqu'à 60 % pour les installations de moins de 500 kW (notamment pour les projets citoyens). L'article 182 autorise quant à lui les réseaux intérieurs de bâtiments dans des bâtiments non contigus s'ils se situent sur des parcelles cadastrales contiguës ;

- *obligation de solarisation*. L'article 101 prévoit différentes obligations de solarisation (ou de végétalisation) des constructions nouvelles qui seront à mettre en place à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2023, notamment en abaissant le seuil de 1 000 à 500 m<sup>2</sup> d'emprise pour les toitures de constructions nouvelles à usage commercial, industriel ou artisanal, entrepôts ou hangars non ouverts au public et les parcs de stationnement couverts accessibles au public. L'obligation concerne également les constructions à usage de bureaux de plus de 500 m<sup>2</sup> ainsi que les toitures des extensions et rénovations lourdes dans les mêmes conditions d'emprise et d'usage que les constructions nouvelles. Les parcs de stationnement extérieurs de plus de 500 m<sup>2</sup> associés aux constructions ci-dessus sont concernés, ainsi que les parcs de stationnement extérieurs ouverts au public de plus de 500 m<sup>2</sup> ;

- *non-artificialisation des sols*. Alors que des objectifs de réduction de l'artificialisation des sols doivent être intégrés aux documents de planification (Sraddet, Scot et PLU), l'article 194 affirme expressément qu'une installation photovoltaïque n'est pas comptabilisée comme de l'artificialisation, sauf si elle affecte durablement les fonctions écologiques du sol et qu'elle n'est pas compatible avec l'exercice d'une activité agricole ou pastorale ;

- *littoral*. Enfin, une disposition autorisant les installations photovoltaïques sur les friches en zones littorales a été censurée par le Conseil constitutionnel (les dispositions ont depuis été reprises, moyennant quelques menus changements, dans une proposition de loi adoptée en première lecture au Sénat le 22 février dernier, mais qui n'aura pas eu le temps d'être examinée par l'Assemblée avant la fin des travaux parlementaires).

● **Révision tarifaire d'anciens contrats**. La révision tarifaire annoncée a eu lieu et a été précisée règlementairement. Le **décret n° 2021-1385 du 26 octobre 2021** précise la procédure de notification des nouveaux tarifs, les conditions d'application de la clause de sauvegarde ainsi que les conditions d'appréciation de la viabilité économique qui la conditionne. L'arrêté du même jour (**NOR : TRER2131480A**) précise quant à lui les formules de calcul des nouveaux tarifs. Un référé suspension a été introduit par la filière solaire contre le décret et l'arrêté mais a été rejeté par le Conseil d'État pour absence de doute sérieux sur leur légalité (**CE, réf., 23 déc. 2021, n° 458989**). Alors qu'il y a peu de chance que le recours au fond aboutisse, cette révision pourrait pourtant bien remettre en cause la confiance que les opérateurs accordent au système de l'obligation d'achat.

● **Nouvel arrêté tarifaire**. L'évolution tarifaire espérée depuis 2020 est intervenue tardivement, par un **arrêté ministériel du 6 octobre 2021 (NOR : TRER2122650A)**.

- *Guichet ouvert jusqu'à 500 kWc*. Auparavant fixé à 100 kWc, le seuil maximum pour bénéficier du guichet ouvert passe à 500

kWc (pour les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière). Les tarifs en dessous de 100 kWc restent inchangés, ceux entre 100 et 500 sont fixés à 9,8 c€/kWh pour les premiers mois. Une bonne nouvelle pour la filière qui est cependant assombrie par l'interdiction du cumul des aides de l'État et de celles des collectivités.

- *Simplification*. Les démarches de demande de raccordement sont simplifiées (caution supprimée et le titre de propriété n'est plus exigé au stade du raccordement, mais seulement au stade du contrat d'achat). L'obligation d'achat est étendue aux opérations d'autoconsommation collective.

- *Constat de l'augmentation des demandes de raccordement*. Force est de constater que le relèvement des seuils a eu un effet incitatif. Selon les récents chiffres d'Enedis, le 4<sup>e</sup> trimestre 2021 (qui fait suite au nouvel arrêté tarifaire d'octobre 2021) a vu les demandes d'enregistrement de raccordement doubler. En effet, Enedis a enregistré près de 1200 MW de demandes de raccordement cumulées pour des installations photovoltaïques, contre 500 à 750 MW par trimestre les deux années précédentes. Il s'agit principalement de projets raccordés en basse tension.

● **Extension du périmètre d'autoconsommation collective au réseau moyenne tension**. L'article 7 de l'**ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021** affranchit les projets de la contrainte d'être raccordés au réseau basse tension en cas d'opération d'autoconsommation collective étendue. Une extension bienvenue qui permet désormais de diversifier les consommateurs et d'intégrer plus facilement des bâtiments tertiaires ou industriels aux opérations d'autoconsommation collective.

● **Définition de l'achèvement à la date de délivrance du Consuel et non plus à la date de raccordement au réseau**. Depuis un **arrêté du 11 mars 2021 (NOR : TRER2101656A)** qui a modifié l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017, l'achèvement correspond à la délivrance du Consuel. Cette disposition a été reprise dans l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 (v. *supra*) en précisant toutefois que l'achèvement correspond soit à la date du Consuel, soit à la date de l'attestation de conformité mentionnée à l'article R. 314-7 du code de l'énergie. Pour rappel, la date d'achèvement est essentielle car elle conditionne les éventuelles pénalités de réduction de durée de contrat d'achat.

● **6<sup>e</sup> Turpe**. Les sixièmes tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité (Turpe) 6 HTA-BT sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2021. À noter une forte diminution de la composante comptage (sauf pour autoconsommation), notamment du fait du déploiement des compteurs évolués (Linky, PME/PMI et Saphir) et leur interfaçage avec les systèmes d'informations des gestionnaires de réseau, qui permettent des économies importantes de coûts de relève.

● **Précision concernant l'application de l'Ifer**. Le seuil de puissance de 100 kW concernant l'application de l'Ifer s'apprécie pour un même exploitant et pour un même lieu, et non par point de livraison (donc par centrale et non par installation), précise le **BOFIP du 30 juin 2021**.

● **Éclairages jurisprudentiels en urbanisme**. La cour administrative d'appel de Marseille, d'un côté, juge que le règlement d'un PLU peut autoriser l'implantation de parcs photovoltaïques dans

les zones agricoles (CAA Marseille, 9 mars 2021, n° 18MA05506) et, de l'autre, suspend une délibération de révision d'un PLU créant deux secteurs naturels Npv dédiés aux centrales au sol : pour le juge, les secteurs en question sont trop sensibles (CAA Marseille, 11 mars 2021, n° 20MA04865, 20MA04870). La cour de Marseille, toujours, juge que l'implantation de panneaux photovoltaïques au sol doit être regardée comme une extension de l'urbanisation au sens de la loi *Littoral*, et ne peut être autorisée que si elle est située en continuité avec une agglomération ou un village existant. Et ce quand bien même le règlement du PLU autorise l'implantation de panneaux photovoltaïques dans le secteur d'implantation du projet. Le vice n'est pas jugé régularisable (CAA Marseille, 9 mars 2021, n° 19MA00002).

L'absence de raccordement au réseau d'eau ou de desserte autonome réglementaire justifie la suspension du permis de construire pour la réalisation de deux hangars agricoles à toitures photovoltaïques. Il s'agit bien d'une construction au sens du PLU (CE, 3 août 2021, n° 448466). Un mois auparavant, le Conseil d'État avait déjà donné raison à une commune ayant refusé un permis de construire une serre de production agricole avec installations photovoltaïques au motif de l'absence de précision sur le raccordement de la construction projetée au réseau d'eau potable, alors que le PLU l'imposait, sans prévoir de dérogation pour les serres (CE, 7 juill. 2021, n° 433868).

### III. LE BIOGAZ

● **Refonte des prescriptions de fonctionnement des unités en 2781.** Trois arrêtés ministériels – A. 14 juin 2021 mod. A. 10 nov. 2009 (autorisation, NOR : TREP2114920A) ; A. 17 juin 2021 mod. A. 12 août 2010 (enregistrement, NOR : TREP2114925A) ; A. 17 juin 2021 mod. A. 10 nov. 2009 (déclaration, NOR : TREP2114928A) – publiés au Journal officiel du 30 juin 2021 ont modifié les prescriptions générales de fonctionnement des unités de méthanisation soumises à la rubrique n° 2781 de la nomenclature ICPE.

Pour les installations nouvelles, l'ensemble des prescriptions s'applique à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2021, à l'exception de la distance d'implantation des habitations (200 m des habitations pour les installations en régime d'autorisation et d'enregistrement et 100 m pour les installations en régime déclaratif, contre 50 m auparavant), qui n'est applicable qu'aux nouvelles installations déclarées ou autorisées après le 1<sup>er</sup> janvier 2023 ou dont le dépôt du dossier d'enregistrement a lieu après cette date. Cette nouvelle distance d'implantation est en revanche applicable aux nouveaux équipements de projets existants à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2021. S'agissant des installations existantes, des délais d'application des nouvelles prescriptions sont prévus : 1<sup>er</sup> juillet 2021, 1<sup>er</sup> janvier 2022, 1<sup>er</sup> juillet 2022 et 1<sup>er</sup> juillet 2023, étant précisé que certaines prescriptions ne leur sont pas applicables. Parmi les nouvelles règles, il faut souligner d'autres distances (les équipements d'épuration doivent être distants de 10 m des équipements de combustion - cogénération, chaudière, et les torchères ouvertes doivent être distantes de 15 m des équipements de méthanisation, tandis que les torchères fermées doivent être distantes de 10 m des équipements de méthanisation), et des obligations techniques nouvelles (pour les stockages enterrés

par exemple : la mise en place d'un système de drainage avec regard de contrôle avec une perméabilité inférieure à 10-7 m/s sous les cuves et sous le système de drainage).

● **Publication du rapport de la CRE sur la mise en œuvre du droit à l'injection.** Dans son *Bilan de la mise en œuvre du droit à l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz*, publié le 30 mars 2021, la CRE dresse un bilan positif de la mise en œuvre du droit à l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Le droit à l'injection, créé par la loi ÉGalim du 8 novembre 2018, poursuit un double objectif : diminuer les délais et les coûts de raccordement des installations de production de biométhane, tout en maîtrisant les coûts pour la collectivité.

La CRE a notamment pour mission la validation des zonages de raccordement, qui permettent de définir le réseau le plus pertinent pour le raccordement des installations de production de biogaz, ainsi que les conditions de son injection. Depuis l'été 2020, la CRE a délibéré à cinq reprises, validant ainsi 216 zonages qui couvrent 44 % du territoire national.

● **BIOGNV. L'ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021** portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a été publiée le 4 mars. Elle transpose les nouveaux objectifs fixés par l'Union européenne sur la part de biocarburants et de biogaz avancés dans le secteur des transports pour les années 2022, 2025 et 2030.

● **Loi Climat & résilience et certificats de production de biogaz.** Parmi les dispositions introduites par la loi *Climat et résilience*, la filière biogaz est concernée par le nouveau dispositif des certificats de production de biogaz (CPB) qui complète les mécanismes de soutien financés par l'État pour le biométhane injecté (les appels d'offres pour le biométhane injecté permettront d'atteindre les objectifs PPE pour les installations d'une capacité supérieure à 25 GWh/an, et les tarifs d'achat pour les installations d'une capacité inférieure à 25 GWh/an). Les CPB vont permettre la rémunération d'installations de production au-delà de l'enveloppe budgétaire proposée par la PPE. Le producteur qui demande un certificat de production de biogaz ne doit pas déjà bénéficier d'un contrat d'achat. La quantité de biogaz correspondant au certificat de production ne doit pas déjà bénéficier d'une garantie d'origine.

● **Vente de biométhane.** Le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 relatif à la vente de biogaz modifie le cadre réglementaire de l'obligation d'achat pour le biométhane injecté en prévoyant notamment que le seuil de l'obligation d'achat passe de 300 Nm<sup>3</sup>/h à 25 GWh/an PCS. Tous les types d'installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat en guichet ouvert (installation de stockage des déchets non dangereux, méthanisation agricole, territoriale, sur station d'épuration des eaux usées). Le décret précise également les modalités d'application du dispositif d'obligation d'achat suite à appel d'offres pour le biogaz injecté et du dispositif de complément de rémunération pour le biogaz non injecté (ce dispositif étant prévu par la loi

n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 *d'orientation des mobilités*, dite loi LOM). Le décret fixe le cadre des appels d'offres pour le biométhane injecté d'une capacité supérieure à 25 GWh/an (v. C. énergie, art. R. 446-12-2 et s. nouveaux), qui peut concerner tout type d'installation. Les modalités de l'appel d'offres seront précisées dans un cahier des charges qui doit être notifié à l'Union européenne et fera l'objet d'une consultation de la filière courant 2022. Les appels d'offres permettront d'atteindre les objectifs PPE pour les installations d'une capacité supérieure à 25 GWh/an. Les certificats de production de biogaz (CPB), quant à eux, permettront la rémunération d'installations de production au-delà de l'enveloppe budgétaire proposée par la PPE.

Par ailleurs, le décret fixe le cadre du complément de rémunération suite à appel à projet et appel d'offres pour le biométhane non injecté (v. C. énergie, art. R. 446-12-20 et s.). Les appels à projets seront lancés dans un premier temps, avant les appels d'offres. Ils ont un caractère expérimental : les candidats sont sélectionnés dans un premier temps par rapport à différents critères, dont le niveau de rémunération demandée lors de la présentation du projet.

Le code de l'énergie est aussi modifié s'agissant de l'attestation préfectorale. En cas de modification d'un des éléments de l'attestation préfectorale ou du contrat d'achat (hors éléments du contrat pouvant faire l'objet d'un avenant), il faudra renouveler l'attestation préfectorale ainsi que le contrat d'achat si celui-ci a été signé. Il n'est plus requis par l'article R. 446-3 du code de l'énergie que l'attestation préfectorale soit renouvelée en cas de modification d'un des éléments mentionnés dans celle-ci, dont notamment l'adresse du site. Toutefois, l'article D. 446-10-1 du code de l'énergie fixe la liste limitative des informations pouvant être modifiées par avenant dans un contrat d'obligation d'achat de biométhane déjà signé. Cette liste comprend notamment la modification de la Cmax et les données relatives au producteur. Tous les autres éléments modifiés doivent faire l'objet d'une modification de l'attestation préfectorale (l'article D. 446-9-1 du code de l'énergie précisant que le contrat d'achat est établi sur la base des éléments figurant dans l'attestation de déclaration du projet : s'il contenait des éléments différents, le contrat serait considéré comme nul). Le ministère a ainsi précisé que même si le code de l'énergie ne le requiert plus explicitement à l'article R. 446-3 du code de l'énergie, le renouvellement de l'attestation préfectorale est dans ce cas nécessaire pour que le contrat soit valide.

Le décret précise enfin le cadre des contrôles périodiques pour les installations de production de biométhane qui bénéficient d'un contrat d'achat de biométhane, à l'instar des contrôles instaurés pour l'électricité produite à partir de biogaz. Ces contrôles réglementaires s'appliquent aux installations existantes et en projet, quelle que soit la date de mise en service.

Les dispositions du décret s'appliquent aux installations existantes et en projet à partir de la date d'entrée en vigueur du décret (soit le 2 octobre 2021), à l'exception de dispositions suivantes qui ne s'appliquent pas aux contrats déjà signés sous les tarifs de 2011 ou 2020 :

- le seuil de l'obligation d'achat (25 GWh), qui ne s'applique qu'aux installations ayant signé un contrat d'achat à partir de la date de publication du décret ;
- l'annualisation de la capacité maximale de production (Cmax), qui ne s'applique qu'aux installations ayant signé un contrat d'achat à partir de la date de publication du décret.

● **Nouvel arrêté tarifaire pour le biométhane injecté.** Un nouvel arrêté ministériel du 13 décembre 2021 (NOR : TRER2130566A) fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel remplace la notion de capacité maximale de production, exprimée en Nm<sup>3</sup>/h de biogaz, par la notion de « production annuelle prévisionnelle », exprimée en GWh PCS de biogaz par an. Un nouveau plafond du tarif d'achat pour le biométhane injecté est fixé à 25 GWh PCS/an.

De nouveaux contrats d'achat sont à utiliser dès la date d'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire et sont en téléchargement sur le site Internet du ministère de la transition écologique <sup>5</sup>.

● **Attestation de conformité aux prescriptions mentionnées à l'article R. 311-43 du code de l'énergie.** Un décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021 modifie les dispositions relatives à la transmission des attestations de conformité des installations de production d'électricité à partir de biogaz. Il prévoit notamment que soient incluses dans l'arrêté du 2 novembre 2017 les prescriptions relatives au contrôle des garanties d'origine de l'électricité. L'article R. 314-68 relatif au contrôle des garanties d'origine est modifié.

Par ailleurs, il prévoit un délai de transmission de la nouvelle attestation de conformité en cas de modification du contrat d'achat, du contrat de complément de rémunération ou du cahier des charges de l'appel d'offres, de six mois, sauf délai contraire mentionné dans le contrat d'achat ou de complément de rémunération.

Pour le biométhane injecté, le ministère nous a indiqué que jusqu'à la parution de l'arrêté déterminant le référentiel de contrôle prévu à l'article R. 446-16-17 du code de l'énergie, l'attestation de conformité mentionnée aux articles R. 446-3-1, R. 446-12-52 et R. 446-12-57 du même code est remplacée par une attestation sur l'honneur du producteur.

● **Critères de durabilité RED II.** Un décret n° 2021-1903 du 30 décembre 2021, pris pour l'application de l'ordonnance n° 2021-235 du 3 mars 2021 portant transposition du volet durabilité des bioénergies de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, met en œuvre les critères de durabilité et de réduction des émissions de GES des biocarburants, bioliquides et combustibles ou carburants issus de la biomasse et des seuils de réduction des émissions de gaz à effet de serre des carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique, et des carburants à base de carbone recyclé. S'agissant des bioénergies, le décret met en œuvre les articles L. 281-1 à L. 285-1 du code de l'énergie, modifiés par l'ordonnance précitée. Il définit les modalités de suivi et de vérification du respect des critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre : schéma de certification, bilan massique, rôle des organismes chargés des systèmes nationaux (informations, mise à disposition d'outils). L'article 6 du décret prévoit que pour les filières des combustibles ou carburants solides ou gazeux issus de la biomasse, les déclarations de durabilité et de réduction des émissions de GES sont adressées par les

5. [https://www.ecologie.gouv.fr/biogaz#scroll-nav\\_\\_5](https://www.ecologie.gouv.fr/biogaz#scroll-nav__5)

opérateurs à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022. Jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2023, ces déclarations peuvent prendre une forme simplifiée précisée par arrêté ministériel. Par ailleurs, un arrêté ministériel du 20 décembre 2021 établit un nouveau tableau de contenu énergétique des biocarburants annexé à l'arrêté du 2 mai 2012. Le contenu énergétique massique (pouvoir calorifique inférieur, MJ/kg) est maintenu pour le biogaz purifié jusqu'à obtention d'une qualité équivalente à celle du gaz naturel (biométhane) à 50 MJ PCI/kg (13,9 kWh PCI/kg soit à peu près 11,1 kWh PCS/Nm<sup>3</sup>).

- **Contrat d'expérimentation.** Un décret n° 2021-1280 du 1<sup>er</sup> octobre 2021, relatif au contrat d'expérimentation, encadre la procédure d'appel à projets pour les installations de production d'électricité ou de biogaz qui utilisent des énergies renouvelables innovantes prévue à l'article L. 314-29 du code de l'énergie. Il prévoit l'élaboration d'un cahier des charges par le ministère chargé de l'énergie.

- **Loi de finances pour 2022.** La loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022 prévoit une hausse du budget alloué au développement du biométhane (712,9 M€ contre 543,8 M€ en 2021, 246,5 M€ en 2020 et 107,7 M€ en 2019). Elle augmente aussi les niveaux d'incorporation d'énergies renouvelables dans les transports : 9,5 % pour les essences et 8,6 % pour les gazoles. Les fournisseurs de carburant, en dessous de ces seuils, sont redevables de la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (Tiruert).

Une précision sur les cultures intermédiaires : « 5° Les cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale et résidus assimilés s'entendent des cultures définies au 40 de l'article 2 de la directive EnR ainsi que des résidus définis au 43 du même article 2, lorsqu'ils sont issus des plantes mentionnées au 40 dudit article 2 et ne sont pas des matières premières avancées. Un décret détermine les conditions dans lesquelles les cultures intermédiaires doivent être regardées, pour l'application du présent article, comme n'entrant pas dans le champ du même 40 ». Le maximum de cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale et résidus assimilés incorporés dans la production d'essences et de gazoles est fixé à 7 % pour l'application de la fiscalité incitative.

#### IV. L'HYDROGÈNE VERT

- **L'Union européenne renforce son soutien à l'hydrogène.** Afin de soutenir les objectifs du Pacte vert européen présenté en décembre 2019, la Commission européenne a publié le 14 juillet 2021, un « paquet » politique et législatif (dit *Fit for 55* ou « paré pour 55 [%] »). Ce paquet de douze propositions législatives vise à adapter plusieurs textes européens en vigueur en matière de climat-énergie.

Il comporte, entre autres, une proposition de nouveau règlement européen portant sur les carburants alternatifs, au rang desquels figure l'hydrogène. Il contient également un plan de déploiement stratégique visant à définir un ensemble d'actions supplémentaires pour soutenir le déploiement rapide d'une infrastructure pour carburants alternatifs, dont l'hydrogène. Le cadre juridique de l'hydrogène employé comme carburant devrait donc évoluer prochainement.

- **Un plan d'investissement national massif pour soutenir l'hydrogène.** Un plan d'investissement dénommé *France 2030* a été présenté le 12 octobre 2021 par le président de la République. L'un des objectifs affichés de ce plan est de faire de la France un leader en matière d'hydrogène vert. Huit milliards d'euros sont investis dans le secteur de l'énergie et sont répartis entre plusieurs objectifs, dont cet objectif de développement de l'hydrogène vert.

Le président de la République a ensuite annoncé en novembre 2021 que la France ajoutait 1,9 milliard d'euros à la stratégie nationale de production d'hydrogène vert qui avait été annoncée le 8 septembre 2020, et qui prévoyait déjà un investissement de 7 milliards d'euros d'ici 2030 dans la filière de production d'hydrogène vert. Il est prévu que la France engage donc au total 9 milliards d'euros d'ici à 2030 pour développer une filière industrielle de production d'hydrogène vert.

- **Mise en place du système de soutien financier à la production.** Dans la continuité de la loi *Énergie-climat* de 2019, le cadre juridique de soutien et de traçabilité de l'hydrogène a été défini par une ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021. Ce texte distingue l'hydrogène renouvelable, bas-carbone ou fossile, en fonction du mode de production, de l'énergie utilisée et des émissions de gaz à effet de serre associées.

Concernant l'hydrogène renouvelable et bas-carbone, l'ordonnance prévoit deux outils de traçabilité : un mécanisme de « garantie d'origine » et un mécanisme de « garantie de traçabilité ». L'objectif est que le « caractère bas-carbone ou renouvelable puisse être connu de l'acheteur ou que cet acheteur sache que l'achat de la garantie constitue un soutien effectif à une filière vertueuse ».

Le mécanisme de « garantie de traçabilité » atteste de la traçabilité physique de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone produit qui n'est pas mélangé à un autre type d'hydrogène ou à un autre gaz entre l'étape de sa production et celle de sa consommation, si cette garantie émise est cédée en même temps que l'hydrogène produit.

Le mécanisme de « garantie d'origine » atteste de l'origine de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone susceptible d'être mélangé à d'autres gaz entre l'étape de production et l'étape de consommation.

L'ordonnance instaure également un système de soutien spécifique à la production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone par électrolyse de l'eau. Ce mécanisme de soutien prend la forme soit d'une aide au fonctionnement, soit d'une combinaison d'une aide financière à l'investissement et d'une aide au fonctionnement.

Le soutien est accordé, classiquement, après mise en œuvre d'une procédure de mise en concurrence. Après sélection préalable des candidats éligibles, une phase de désignation identifiera les candidats retenus pour bénéficier du soutien sur la base d'un « examen individuel des projets éligibles, tenant compte de leur rentabilité économique, notamment du prix de l'hydrogène produit, au regard du bilan global en termes d'émission de gaz à effet de serre du fonctionnement de l'installation et de sa contribution à l'atteinte des objectifs nationaux ».

L'ordonnance du 17 février 2021 modifie enfin le code de l'énergie en y introduisant des dispositions propres à l'hydrogène, relatives à son autoconsommation, son transport, sa distribution,

son stockage et sa vente. Ces dispositions renvoient en grande partie, pour les différents cadres juridiques applicables, aux dispositions du code de l'énergie propres au gaz naturel.

Nul doute que ce nouveau cadre permettra de soutenir le développement des projets de production d'hydrogène vert qui se multiplient en France, afin d'assurer le respect des objectifs nationaux et européens.

- **Évolution de la réglementation nationale relative au carburant alternatif que constitue l'hydrogène.** Pris en l'application de l'article 67 de la loi n° 2019-1428 dite *LOM*, deux décrets sont récemment venus compléter le cadre juridique du ravitaillement en carburants alternatifs (dont fait partie l'hydrogène).

- Un premier décret n° 2021-1562 du 3 décembre 2021 portant sur l'encadrement de la conception et de l'exploitation des points de ravitaillement en carburants alternatifs a modifié plusieurs dispositions réglementaires du code de l'énergie. Ce faisant, il a précisé les conditions de détention en vue de la vente, et de vente, de l'hydrogène utilisé comme carburant alternatif pour les véhicules terrestres à moteur. Il intègre dans le code de l'énergie la liste des carburants alternatifs (au sein desquels figure l'hydrogène).

Il porte également des mesures relatives aux modalités d'accès aux services proposés dans les points de ravitaillements et à leur utilisation (notamment en termes d'information du consommateur sur les prix et sur le carburant vendu).

Un second décret n° 2021-1561 du 3 décembre 2021 est venu encadrer l'obligation d'interopérabilité des infrastructures de ravitaillement en carburants alternatifs. Ce décret définit l'interopérabilité, qui peut se résumer comme la capacité des systèmes de ravitaillement à fonctionner sans restriction avec d'autres composants. Cette obligation poursuit donc un objectif d'homogénéisation et d'unification sur l'ensemble du territoire national des infrastructures de ravitaillement en hydrogène.

## V. L'HYDROÉLECTRICITÉ

- **Continuité écologique.**

- *Dispense partielle pour les ouvrages fondés en titre.* Le Conseil d'État a précisé le champ d'application de l'article L. 214-18-1 du code de l'environnement, en se fondant sur ses travaux préparatoires. Il est déduit de leur lecture que si les moulins fondés en titre qui sont installés sur des cours d'eau classés « en liste 2 » sont dispensés des obligations relatives à la continuité écologique, tel n'est pas le cas, en revanche, s'agissant des cours d'eau qui sont classés en « liste 1 » (CE, 31 mai 2021, n° 433043, *Sarl MDC Hydro : Lebon, T.* ; Dr. Env. 2021, p. 286, concl. St. Hoynck).

- *Maintien de l'examen au cas par cas en vue de la qualification d'obstacle à la continuité écologique sur les cours d'eau en liste 1.* Le Conseil d'État a annulé le décret du 3 août 2019 qui redéfinissait la notion d'« obstacle à la continuité écologique » en imposant un débit minimal à l'aval des ouvrages : se trouvait en conséquence interdit de manière générale tout ouvrage entraînant une différence de 50 cm ou plus entre l'amont et l'aval des cours

d'eau par référence au seuil maximal de la rubrique 3.1.1.0 de la nomenclature des *Iota*. Le Conseil d'État juge que cela revient à interdire toutes les petites installations d'hydroélectricité et à empêcher la restauration des ouvrages existants, notamment sur les cours d'eau classés « en liste 1 ». L'annulation du décret permet le retour à la situation antérieure, qui impliquait une qualification *in concreto* de l'obstacle (CE, 15 févr. 2021, n° 435026).

- **Dérogation Espèces protégées vs Petite Hydroélectricité.** Comme en éolien, les projets d'hydroélectricité sont confrontés au risque de soumission à la dérogation espèces protégées. Au printemps, le Conseil d'État a confirmé l'arrêt de la cour administrative d'appel de Bordeaux annulant une dérogation eu égard à la « faible importance du projet » et compte tenu de la contribution locale réduite du projet à la transition énergétique de la région Occitanie (CE, 15 avr. 2021, n° 432158). Le Conseil d'État valide en précisant qu'il n'avait pas été établi devant la cour « que le projet, quoique de petite taille, s'inscrivait dans un plan plus large de développement de l'énergie renouvelable et notamment de l'hydroélectricité à laquelle il apporterait une contribution utile bien que modeste ». N'est-ce pas le propre de tout projet EnR, à part l'éolien marin, que d'être de petite taille tout en s'inscrivant dans un plan plus large de développement ?

- **Loi Climat & résilience et hydroélectricité.** La loi prévoit notamment :

- l'augmentation du seuil de puissance installée de 20 à 25 % permettant de considérer une installation comme étant « nouvelle » au sens du code de l'énergie (v. C. énergie, art. L. 311-1 du code de l'énergie) ;

- la modification des dispositions de l'article L. 511-6-1 du code de l'énergie afin de prévoir que l'Administration dispose d'un délai de six mois, renouvelable une fois, pour se prononcer sur une déclaration d'augmentation de puissance, étant précisé que le silence maintenu sur la demande vaudra désormais acceptation (et non plus refus) ;

- la création d'un « portail national de l'hydroélectricité » permettant d'accéder de manière dématérialisée aux différents plans et programmes applicables dans le domaine de l'eau (Sdage, Sage, liste des cours d'eau classés en liste 1 ou 2) ;

- la révision triennale, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022, des mesures résultant du classement des cours d'eau « en liste 1 » et « en liste 2 » établies au titre de l'article L. 214-17 du code de l'environnement ;

- l'institution, à titre expérimental et pour une durée de quatre ans, sur un périmètre géographique précisé ultérieurement par décret, d'un médiateur de l'hydroélectricité qui aura notamment pour fonction d'aider à la recherche de solutions amiables et non contraignantes aux difficultés rencontrées dans (i) l'instruction des projets d'installations hydrauliques soumis à autorisation et (ii) dans les conditions d'exploitation d'ouvrages déjà installés. Le directeur de l'énergie et le directeur de l'eau et de la biodiversité se sont vu confier la mission d'assurer conjointement le pilotage, le suivi et l'évaluation de l'expérimentation. Six mois avant la fin de celle-ci, il appartiendra au gouvernement de transmettre au Parlement un rapport en dressant le bilan.