

## Refonte du marché de l'électricité : le dossier chaud de la rentrée européenne

Les négociations sur la refonte du marché de l'électricité ont repris entre Conseil des ministres de l'Union européenne et Parlement européen. Dans une « *atmosphère constructive* », nous indique une source du Conseil après des trilogues qui se sont tenus le 11 septembre en marge de la plénière du Parlement. Mais les négociateurs ont fait le choix de reporter à plus tard les sujets qui fâchent. « *Ni les mécanismes de capacité, ni les prix régulés n'étaient à l'agenda* », précise ainsi cette source. Mardi, les pourparlers ont tourné essentiellement autour des droits des consommateurs dans la refonte de la directive et, pour ce qui est de la refonte du règlement, autour de dispositions qui touchent au marché d'équilibrage, aux échanges sur les marchés du jour pour le lendemain et infrajournaliers, aux limites techniques aux prix de gros. « *Les principaux aspects politiques seront abordés ultérieurement* », commente cette source. Lors du prochain trilogue ? Conseil et le Parlement se sont entendus pour fixer une rencontre vers la mi-octobre.

Entretemps, une réunion informelle du Conseil doit se tenir à Linz, les 17 et 18 septembre et, entre autres discussions consacrées à l'intégration des renouvelables dans le système énergétique ou au potentiel de l'hydrogène pour accélérer la transition énergétique, l'Autriche a prévu d'y faire avancer les débats sur « *certaines aspects* » du paquet Énergie propre. Dont, justement, les fameux mécanismes de capacité. Les délégations discuteront notamment des liens entre les évaluations nationale et européenne d'adéquation, du traitement à réserver aux réserves stratégiques ou des limites d'émissions à imposer aux centrales qui participent à des mécanismes de capacité. Autant de sujets qui divisent le Conseil et le Parlement, et qui continuent à faire l'objet d'intenses discussions entre les États. En témoigne une toute récente note commune rédigée par la France, la Pologne, le Royaume-Uni, l'Italie, la Hongrie et l'Irlande, dévoilée sur le site de l'ONG CAN Europe, qui réclame de ne pas réserver un traitement préférentiel aux réserves stratégiques par rapport à d'autres mécanismes de capacité – ce que voudrait le Parlement – et de laisser la prééminence aux évaluations nationales d'adéquation pour décider de la mise en place d'un mécanisme de capacité. Surtout, la note appelle à ne pas imposer de nouvelles règles, par exemple en termes de limite d'émission, aux installations qui participent déjà à des mécanismes de capacité. Au grand dam des ONG. Ajoutons que l'Union française de l'électricité (UFE) suit également de près ce dossier. Elle a publié une série de recommandations du secteur électrique français dans le cadre des discussions en trilogue qui démarrent. (/. S.)

### SOMMAIRE

#### NUCLÉAIRE

RU : NuGen se sépare de 60 % de ses effectifs.....	2
Soudan : L'AIEA évalue le développement de l'infrastructure nucléaire .....	2

#### ÉLECTRICITÉ

E. Leclercq entre dans l'arène.....	3
Guyane : Meridiam prend 60 % du projet de stockage de HDF Energy.....	3
Suisse : L'impact de la fonte des glaciers sur la production hydroélectrique .....	4
États-Unis : Le gouverneur de Californie valide la loi 100 % électricité propre .....	4
États-Unis : Le charbon séduit de moins en moins.....	4

#### ÉNERGIE

Michèle Pappalardo reste directrice de cabinet au MTES .....	5
La conformité des TRV traitée par voie d'ordonnance .....	5
Corée du Sud : Une feuille de route hydrogène en préparation.....	6

#### GAZ

Grèce : Alexandroupolis LNG : DEPA et Gastrade officialisent leur coopération ...	6
---	---

#### ÉNERGIES RENOUVELABLES

Suisse : Romande Énergie met en route une cogénération au bois .....	6
Australie : Enchères record pour l'État de Victoria.....	7

#### TRANSPORT

E. Borne dévoile la programmation d'investissements de la LOM.....	7
--	---

#### DOCUMENTS

CRE - La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 (4/5) .....	8 à 14
---	--------

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ ENERPRESSE

**55,48 €** (par MWh)



**NUCLÉAIRE****ROYAUME-UNI****NuGen se sépare de 60 % de ses effectifs**

**L'horizon s'assombrit encore pour le projet de centrale nucléaire de Moorside, au nord-ouest de l'Angleterre : l'entreprise va se séparer de 60 % de ses salariés,** a-t-elle annoncé mardi 11 septembre. L'équipe, qui comptait plus de 100 personnes, sera réduite à moins de 40. Cette annonce n'est pas une surprise : NuGen avait lancé fin juillet une consultation sur le sujet en raison du report permanent de sa cession par le japonais Toshiba au sud-coréen Kepco. Toshiba, acculé par les difficultés de sa filiale américaine Westinghouse a décidé au printemps 2017 de se séparer de ses activités nucléaires à l'international et avait désigné le groupe public coréen comme acheteur privilégié pour le projet Moorside (cf. *Enerpresse n°11966*). Mais la signature de l'accord définitif n'a jamais eu lieu, Kepco étant refroidi par le nouveau modèle de financement envisagé par le Royaume-Uni pour ses installations nucléaires, baptisé Regulated Asset Base (RAB). En août, Toshiba a retiré au groupe coréen son statut d'acheteur privilégié tout en continuant à négocier avec lui (cf. *Enerpresse n°12129*). « *La consultation a permis d'identifier les postes qui resteront nécessaires pour finaliser la vente de NuGen* », a indiqué un porte-parole à *Enerpresse*. « *L'équipe restant en place se consacrera à la finalisation d'un accord pour la vente de NuGen et au soutien des activités de Toshiba* », a-t-il ajouté. Le directeur général de NuGen, Tom Samson, reste en place. Le projet Moorside doit couvrir 7 % des besoins en électricité du Royaume-Uni.

**SOUDAN****L'AIEA évalue le développement de l'infrastructure nucléaire**

**Le 3 septembre, une équipe de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a terminé une mission de cinq jours au Soudan pour évaluer, à la demande du gouvernement soudanais, le développement de son infrastructure dans le cadre de son programme nucléaire.** Le pays souhaite se doter de réacteurs nucléaires pour la production d'électricité. Les missions Inir (Integrated Nuclear Infrastructure Review) qui ont pour objectif d'évaluer la mise en place des infrastructures nécessaires pour une exploitation sûre des installations nucléaires, se déroulent en trois phases et c'est la première qui vient d'avoir lieu au Soudan. « *La fin de la phase 1 marque la volonté d'un pays de s'engager en toute connaissance de cause dans un programme nucléaire* », précise l'AIEA dans son communiqué. La mission Inir aborde 19 questions d'infrastructure. « *Les discussions ont été très bonnes et ont fourni des informations sur ces 19 points*, souligne l'entité. *Il est évident que le gouvernement soudanais s'est fortement engagé pour le développement une infrastructure nécessaire et sûre dans son programme d'utilisation pacifique du nucléaire.* »

Une loi dédiée a d'ailleurs été votée et une autorité de régulation nucléaire a été mise en place. Par ailleurs, le pays a achevé un nombre important d'études sur les infrastructures qui ont contribué à la réalisation d'un rapport de préfaisabilité. Les experts ont estimé que certaines de ces études nécessitent d'être revues et mises à jour pour « *mieux préparer le pays aux prochaines étapes du programme nucléaire* ». Ils ont aussi préconisé de finaliser les politiques nationales de soutien au programme nucléaire, d'évaluer et de développer le cadre juridique et réglementaire du pays, de sensibiliser le public, d'analyser la préparation du réseau électrique, de réfléchir au financement et à la gestion des déchets, etc. « *Le Soudan a consacré plus d'une décennie au développement de son infrastructure pour son programme nucléaire, où la sûreté et la sécurité nucléaires sont intégrées à tous les aspects des activités, avec un excellent soutien de l'AIEA* », a déclaré Musa Omer Abu Elgasim sous-secrétaire au ministère des Ressources en eau, de l'Irrigation et de l'Électricité (MWRIE) et président de l'organisation

pour la mise en œuvre du programme nucléaire (NEPIO). En décembre 2017, la Russie a signé un accord pour construire une centrale nucléaire au Soudan (cf. *Enerpresse* n°11979).

**ÉLECTRICITÉ****FRANCE****E.Leclerc entre dans l'arène**

**L'offre d'électricité 100 % verte d'E.Leclerc est ouverte à compter du jeudi 13 septembre, a annoncé l'enseigne de grande distribution mardi 11 septembre.** Édouard Leclerc avait indiqué lundi 23 juillet que l'enseigne de distribution allait proposer des offres de fourniture d'électricité verte aux particuliers et aux petits professionnels (cf. *Enerpresse* n°12122). Pour l'heure, l'offre n'est ouverte qu'aux particuliers, a précisé l'enseigne à *Enerpresse* qui vise 3 millions de clients d'ici 2025, soit 10 % du marché. Le contrat est sans engagement et sans frais de résiliation. Pour cette offre 100 % verte, E.Leclerc compensera en achetant des certificats d'électricité « garantie d'origine ». Le consommateur a deux options. Il peut choisir de bénéficier de 10 % de réduction de la part consommation par rapport au tarif réglementé de vente (HT) qui sera déduit directement sur sa facture. Autre option, il peut bénéficier d'une réduction de 20 % qui sera, dans ce cas, créditée en Tickets E.Leclerc sur sa carte de fidélité. En juillet, l'enseigne évoquait une réduction de 16 % dans ce cas de figure. « *Inclure l'offre d'électricité dans le programme de fidélisation de l'enseigne – l'électricité devenant un produit d'appel – la positionne de manière plus agressive que son concurrent Casino dans l'électricité* », relève Damien Heddebaut, associé du cabinet Watt's Next Conseil. Il souligne également que « *l'intensité concurrentielle du marché a nettement augmenté ces derniers mois, plusieurs groupes – Engie, Total, ENI, E.Leclerc – affichant des objectifs de plusieurs millions de clients* ». « *La compétition promet d'être rude* », conclut-il, en soulignant également la présence sur le marché de nombreuses start-up et des fournisseurs étrangers qui poursuivent leur descente en portefeuille.

**Guyane : Meridiam prend 60 % du projet de stockage de HDF Energy**

**HDF Energy a annoncé mercredi 12 septembre l'entrée de Meridiam dans le projet CEOG, la plus grande centrale électrique au monde stockant les énergies renouvelables intermittentes.** Le fonds d'investissement français acquiert 60 % du projet aux côtés de HDF Energy, pour en assurer le financement. L'investissement se chiffre à 90 millions d'euros. HDF Energy avait annoncé fin mai le lancement de CEOG, Centrale électrique de l'ouest guyanais, qui associe un parc photovoltaïque de 55 MW avec « *le plus gros stockage d'énergie renouvelable au monde de 140 MWh à base d'hydrogène, couplé à un stockage d'appoint par batteries* » (cf. *Enerpresse* n°12081). CEOG sera installée sur la commune de Mana en Guyane. Raccordée à la station EDF de Saint-Laurent-du-Maroni, elle produira quotidiennement, sur 20 ans, une puissance électrique fixe de 10 MW la journée jusqu'au soir et de 3 MW la nuit. Le début du chantier est prévu à l'été 2019 et la mise en service à l'automne 2020. Concernant le coût de l'électricité, Damien Havard, président et fondateur de HDF Energy, a déjà indiqué qu'« *il est trop tôt pour le connaître précisément, mais sera compétitif avec les solutions actuelles en Guyane qui se situent autour de 250 €/MWh* ». Le projet ne sera pas subventionné et ne sera pas ouvert à la défiscalisation. « *CEOG est aussi une contribution concrète au plan de déploiement de l'hydrogène annoncé par le gouvernement, qui vise à faire des zones non interconnectées des territoires pilotes* », a souligné Julien Touati, associé et directeur du Développement de Meridiam.

**SUISSE****L'impact de la fonte des glaciers sur la production hydroélectrique**

**Une équipe de chercheurs suisses\* a publié le 6 septembre une étude dont l'objectif était de quantifier pour la première fois l'effet du recul des glaciers dû au réchauffement**

**climatique sur la production hydroélectrique.** « *Un modèle détaillé des flux d'eau alimentant toutes les centrales hydroélectriques de Suisse quantifie pour la première fois l'apport dû au recul des glaciers : depuis 1980, ce dernier se monte en moyenne à 1,4 TWh par an, soit 4 % de la production hydroélectrique totale du pays, peut-on lire dans le communiqué de presse. Ce supplément de génération électrique est lié au fait que les glaciers, en fondant, perdent davantage d'eau qu'ils n'en reçoivent par les précipitations.* » Si les mesures contre le réchauffement sont prises alors l'évolution du recul des glaciers devrait s'être fortement ralenti d'ici les années 2070-2090. Cette situation devrait en conséquence réduire la production d'électricité liée à la fonte glaciaire à 0,4 TWh annuel selon l'étude soit une baisse de 1 TWh correspondant à 2,5 % de l'électricité d'origine hydraulique totale prévue par la Stratégie énergétique 2050. « *Nos travaux apportent enfin de chiffres concrets sur cette évolution, explique le professeur Bettina Schaepli. Des exploitants expriment parfois des inquiétudes face à la perspective de voir la production baisser. Notre modèle peut les aider à mieux anticiper l'avenir, notamment grâce à des prévisions régionales.* » Un autre facteur induira aussi des baisses de production : l'application de la loi sur la protection des eaux lors du renouvellement de concessions accordées aux exploitants de barrage. « *Notre étude montre que ces deux réductions sont du même ordre de grandeur et devraient pouvoir être compensées par l'extension de la capacité hydroélectrique envisagée par la stratégie énergétique 2050* », précise encore Mme Schaepli.

\* Cette étude est une collaboration entre les universités de Lausanne, Fribourg et Zurich, l'EPFL, l'ETH Zurich et le WSL. Elle a été financée par le FNS (professeure boursière FNS et Ambizione Energy Grant) ainsi que par le Swiss Competence Centre for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE) géré par Innosuisse.

## ÉTATS-UNIS

### Le gouverneur de Californie valide la loi 100 % électricité propre

**La dernière étape vient d'être franchie pour la loi SB 100 qui vise à imposer un objectif de 100 % d'électricité propre en Californie en 2045.** En effet, ce texte qui a été introduit au Sénat en novembre 2017, validé par le parlement californien le 29 août (cf. *Enerpresse n°12149*), a été paraphé par le gouverneur de l'État californien, Jerry Brown le 10 septembre marquant ainsi son entrée en vigueur. « *Cette loi et son executive order mettent la Californie sur la bonne voie pour respecter l'Accord de Paris et même plus, a souligné le gouverneur dans un communiqué. Ça ne sera pas facile. Ça ne sera pas immédiat. Mais cela doit être fait.* » Concrètement, le texte impose 50 % de la production d'électricité à partir de sources propres et renouvelables au 31 décembre 2026, 60 % fin 2030 et 100 % fin 2045. En 2017, le mix de production d'électricité de la Californie était dominé par le gaz (33,7 %) et les énergies renouvelables (29 %). Le nucléaire a compté pour 9 % de la production, le charbon 4 % et l'hydraulique de grande taille 14,7 %.

### Le charbon séduit de moins en moins

**L'agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) a indiqué le 10 septembre que le charbon était la source d'énergie fournissant le plus d'électricité dans 18 États en 2017 alors qu'elle alimentait majoritairement 28 États en 2007.** Une chute vertigineuse. En revanche, le gaz naturel détient désormais la position dominante dans 16 États contre 11 en 2007 tandis que le nucléaire domine le mix électrique dans neuf États contre six en 2007. Enfin l'hydraulique est la plus importante source d'électricité dans six États en hausse par rapport à 2007 (quatre). L'hydraulique est la seule énergie renouvelable à détenir une position dominante dans au moins un État mais « *cela pourrait changer bientôt avec l'ajout continu de turbines éoliennes dans des États comme le Kansas et l'Iowa* ». Comme le montrent les chiffres publiés par l'EIA le 11 septembre, l'hydroélectricité qui était la principale source d'énergies renouvelables en 2007 dans 28 États, l'était dans 16 États en 2017. Les autres ENR notamment le solaire et l'éolien ont

gagné des parts de marché. En effet, l'éolien est désormais la principale ENR dans 16 États (sept en 2007) et le solaire dans sept États (aucun en 2007). Plus précisément, l'éolien est la 2<sup>e</sup> source de production d'électricité dans six États. Dans le Kansas, l'éolien assure 36 % de l'approvisionnement en électricité, juste derrière le charbon 38 %. En 2018, l'EIA estime que les proportions pourraient s'inverser. La situation est similaire en Iowa où l'éolien représente 37 % et le charbon 45 %. Le soutien du président Donald Trump à l'industrie du charbon renversera-t-il la tendance ?

**ÉNERGIE****FRANCE****Michèle Pappalardo reste directrice de cabinet au MTES**

**Le nouveau ministre de la Transition écologique et solidaire François de Rugy conserve la directrice de cabinet de son prédécesseur Nicolas Hulot**, selon un arrêté publié au *Journal officiel* du

12 septembre. Michèle Pappalardo a occupé pour la première fois cette fonction auprès de Michel Barnier, alors ministre de l'Environnement, entre 1993 et 1995. Elle a également été directrice générale de l'Ademe, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, de 2003 et 2008, date à laquelle elle devient le premier commissaire général au développement durable au sein de ce qui est alors le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire. Xavier Ploquin reste lui aussi à son poste de conseiller énergie, industrie, innovation. Thibault Leclerc devient chef de cabinet à la place d'Anne Rubinstein. Léo Cohen est nommé conseiller spécial chargé des affaires politiques, du Parlement et de la société civile, un poste qu'il avait occupé auprès de Barbara Pompili lorsqu'elle était secrétaire d'État à la biodiversité en 2016 et 2017. Enfin, l'arrêté confirme la nomination de Léo Finkel en tant que conseiller presse et communication (*cf. Enerpresse n°12152*).

**La conformité des TRV traitée par voie d'ordonnance**

**Le gouvernement a déposé dans le cadre du projet de loi Pacte un amendement pour traiter par voie d'ordonnance la conformité du régime des tarifs réglementés de vente (TRV) du gaz naturel et de l'électricité.** L'amendement vise « à habiliter le gouvernement à légiférer par ordonnance pour tirer les conséquences de ces décisions du Conseil d'État et pour prévoir les dispositions d'accompagnement de cette transition dans un souci de protection du consommateur », indique le texte. Il s'agit notamment de mettre en extinction les TRV du gaz, de mettre en extinction les TRV de l'électricité pour les sites des grandes entreprises, d'assurer la fourniture de secours d'électricité et de gaz naturel pour les consommateurs domestiques, de créer un dispositif de fourniture de dernier recours pour les consommateurs domestiques de gaz naturel, etc.

Pour le gaz naturel, le gouvernement prévoit que pour les professionnels, les contrats aux tarifs réglementés s'éteindront un an après la promulgation de l'ordonnance. Pour les clients résidentiels, les propriétaires uniques d'un immeuble à usage d'habitation et les syndicats de copropriétaires d'un tel immeuble bénéficiant des tarifs réglementés, l'extinction aura lieu le 1<sup>er</sup> juillet 2023. Le gouvernement explique que « le choix d'une transition progressive tient au souci d'accompagnement et de pédagogie envers des consommateurs parfois mal informés sur l'état du marché et sur leurs droits ».

Concernant l'électricité, le gouvernement opte pour retenir comme définition des grandes entreprises qui perdraient le bénéfice du tarif réglementé bleu en Métropole continentale, celle issue de l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie. Dans ce cadre, une grande entreprise est une entreprise de plus de 5 000 salariés ou ayant un chiffre d'affaires de plus de 1,5 milliard d'euros. L'extinction des TRV pour les sites des grandes entreprises se déroulerait sur un an et un réexamen de la pertinence des tarifs, une demande du Conseil d'État, sera réalisé tous les cinq ans.

Le projet de loi relatif à la croissance et à la transformation des entreprises (Pacte) est actuellement en cours d'examen par une commission spéciale de l'Assemblée nationale.

**CORÉE DU SUD**

## Une feuille de route hydrogène en préparation

**Le gouvernement sud-coréen élaborera une feuille de route complète sur le développement de l'industrie hydrogène d'ici à la fin de l'année afin de stimuler l'émergence du secteur et de réduire les émissions de gaz à effet de serre**, a annoncé mercredi 12 septembre le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie, selon l'agence *Yonhap*. Des objectifs pour le développement des technologies hydrogène, des complexes industriels et des incitations pour faciliter son rôle dans le système incluant les énergies renouvelables seront fixés à cette occasion. Le ministère a indiqué que ce projet de loi fournira un cadre juridique à l'industrie et au marché de l'hydrogène, et qu'il inclurait également l'utilisation de ce vecteur dans son prochain plan énergétique. « *Le gouvernement et le secteur privé uniront leurs forces pour développer la compétitivité mondiale de l'industrie hydrogène, l'un des moteurs de croissance prometteurs pour des sources d'énergie respectueuses de l'environnement, pouvant remplacer les combustibles fossiles* », a déclaré le vice-ministre de l'Énergie. En juin, le gouvernement avait également annoncé un investissement de 2 milliards d'euros dans la mobilité hydrogène d'ici 2022 (cf. *Enerpresse n°12101*), et l'année dernière, un plan visant la fourniture d'environ 15 000 véhicules à hydrogène et 310 stations d'avitaillement déployées dans le pays d'ici cette même date.

**GAZ****GRÈCE**

## Alexandroupolis LNG : DEPA et Gastrade officialisent leur coopération

**Le gestionnaire du réseau de transport de gaz grec DEPA et Gastrade ont officiellement signé le 7 septembre leur accord de coopération dans le projet de regazéification Alexandroupolis LNG**, en marge du Forum de l'Énergie en Europe du Sud-Est, organisé par la Chambre grecque du commerce, a rapporté le même jour la presse grecque. Dans le cadre de cet accord, DEPA a acquis une participation de 20 % dans ce projet de construction d'un terminal flottant de regazéification, au nord de la Grèce, précise le quotidien *Ekathimerini*. Le projet prévoit également l'entrée de DEPA au capital du porteur du projet, Gastrade, selon les grandes lignes du projet présentées à l'automne dernier. Concernant l'avancée du projet, les partenaires doivent achever prochainement leur appel à manifestation d'intérêt pour la réservation des capacités de regazéification du terminal dans l'optique de pouvoir prendre leur décision finale d'investissement (FID) d'ici la fin de cette année. L'objectif de Gastrade est de pouvoir mettre en service le FSRU, fourni par GasLog, dans le courant du deuxième semestre de 2020.

**ÉNERGIES RENOUVELABLES****SUISSE**

## Romande Énergie met en route une cogénération au bois

**Le fournisseur d'électricité Romande Énergie a inauguré lundi 10 septembre à Puidoux en Suisse une cogénération dont la matière première est du bois humide**. Ce procédé unique en Suisse, précise la société, consiste à transformer des plaquettes de bois non traitées en gaz de synthèse. Ce gaz assure une production de 5,5 GWh par an d'électricité et 9,5 GWh par an de chaleur qui alimenteront un réseau de chaleur. La production de chaleur a débuté en janvier et celle d'électricité est attendue pour cet automne. Ce projet a été initié en 2015 avec la commune de Puidoux, les travaux ont démarré en 2016.

## AUSTRALIE

**Enchères record pour l'État de Victoria**

**L'État australien de Victoria, qui englobe la région de Melbourne, a attribué mardi 11 septembre 928 MW de projets renouvelables, un volume record pour le pays.** Les enchères visaient une capacité de 650 MW mais l'abondance de réponses et la faiblesse des prix proposés ont amené l'État à augmenter la capacité mise en jeu, a expliqué le Premier ministre, Daniel Andrews. L'éolien a dominé les enchères avec 673,5 MW attribués à trois projets. Le plus important, Dundonnell, affiche une puissance de 336 MW. Il a été attribué à l'australien Tilt Renewables. Viennent ensuite les parcs de Berrybank (180 MW) et Mortlake South (157,5 MW), remportés respectivement par le groupe espagnol Naturgy, ex-Gas Natural Fenosa et son compatriote Acciona. Du côté du solaire, Canadian Solar construira le parc de Carwap (121,6 MW), l'espagnol Fotowatio celui de Winton (98,8 MW) et l'italien Enel construira les 34,2 MW du parc de Cohuna. Le gouvernement n'a pas publié les prix mais la presse australienne évoque un montant inférieur à 50 dollars australiens/MWh (31 €) pour l'éolien et un peu au-dessus pour le solaire.

## TRANSPORT

## FRANCE

**E. Borne dévoile la programmation d'investissements de la LOM**

**La ministre des Transports Elisabeth Borne a présenté mardi 11 septembre les priorités de cinq programmes d'investissements dans les transports dans le cadre du projet de loi d'orientation des mobilités, élaboré avec le Conseil d'orientation des infrastructures.**

L'objectif de cette programmation est de « *sortir des promesses non financées du passé, et définir pour la première fois de façon claire, priorisée et financée la politique d'investissement dans les transports pour la prochaine décennie* », indique le ministère dans un communiqué. Le nouveau plan prévoit d'investir au total 13,4 milliards d'euros sur la période 2018-2022, soit une augmentation de 40 % par rapport à la période 2013-2017, et une enveloppe de 14,3 mds€ sur la période 2023-2027. Parmi les cinq axes présentés, « *le développement de l'usage des mobilités propres, partagées et actives au quotidien* », avec plusieurs appels à projets qui devraient engager environ 1,2 md€ sur 10 ans.

Le gouvernement a en ce sens identifié trois thématiques, avec pour chacune des enveloppes spécifiques qui seront détaillées ultérieurement dans la programmation : le développement des pôles d'échanges multimodaux et des transports en commun ; l'accompagnement des innovations, des nouveaux services de mobilité et des véhicules autonomes et connectés ; le soutien aux modes actifs, notamment le vélo et la marche à pied. Par ailleurs, en zone urbaine, l'État favorisera les transports en commun, les modes de déplacements partagés et propres, indique le ministère, comme la réduction de l'usage individuel de la voiture et la maîtrise de la congestion (gestion dynamique du trafic, voies réservées, etc.) et accompagnera les collectivités dans leurs projets (covoiturage par exemple). La loi d'orientation des mobilités devrait être présentée en octobre.

# LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030

Source : Comité de Prospective de la CRE – 4<sup>e</sup> partie

Nous reprenons ci-après la suite du rapport du groupe de travail n°2 du Comité de Prospective de la CRE, qui a rassemblé une trentaine de représentants de haut niveau d'acteurs industriels ou institutionnels autour de la thématique des réseaux et systèmes d'énergie.

## 4. Power-to-gas, hydrogène et méthanation : un stockage sur une plus longue durée dont le modèle d'affaires nécessite un soutien public

### 4.1. Une brève présentation du marché et des technologies

#### 4.1.1. *Electrolyse et méthanation*

Le « *power-to-gas* » (P2G), ou conversion d'électricité en gaz, consiste à utiliser de l'électricité pour fabriquer du gaz de synthèse : hydrogène (H<sub>2</sub>) ou méthane (CH<sub>4</sub>). Il s'agit d'une technologie produisant de l'énergie sous forme d'électricité et la stockant sous forme de gaz. Elle utilise deux procédés successifs :

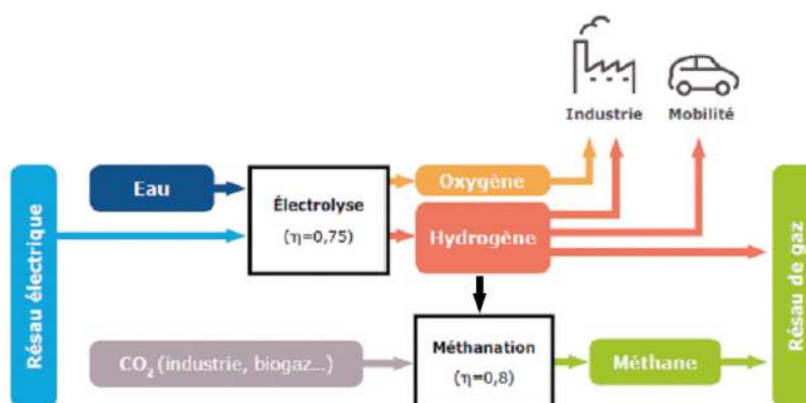
- l'électrolyse de l'eau ( $2 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{ H}_2 + \text{O}_2$ ) permet d'obtenir de l'hydrogène qui peut être :
  - soit utilisé directement, notamment pour l'industrie et pour la mobilité<sup>1</sup> ;
  - soit injecté en faible proportion dans les réseaux de gaz naturel ;
  - soit utilisé pour produire de l'électricité, ce qui peut avoir du sens pour des sites isolés ou dans les zones non interconnectées ;
  - soit enfin être utilisé dans le second procédé, dit de méthanation<sup>2</sup> ;
- la méthanation ( $\text{CO}_2 + 4 \text{ H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$ ) combine l'hydrogène avec une source de dioxyde de carbone concentrée - par exemple capté sur une installation de méthanisation - pour obtenir du méthane de synthèse. Ce méthane peut être injecté dans les infrastructures de transport et de stockage de gaz naturel. Il peut aussi être utilisé pour la mobilité. Enfin, il peut être utilisé pour la production d'électricité.

<sup>1</sup> L'hydrogène peut également permettre de produire de l'électricité, une activité qui peut être pertinente dans des sites isolés ou dans les ZNI (zones non interconnectées à la plaque européenne).

<sup>2</sup> Méthanisation : production de biogaz (biométhane + CO<sub>2</sub>) à partir de biomasse.



## LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030



Source : bilan prévisionnel RTE 2017, p. 418

#### 4.1.2. Intérêts principaux et avantages techniques

##### Le power-to-gas présente deux intérêts principaux :

- Il permet de gérer des surplus de production d'énergie renouvelable intermittente de longue durée (une journée, voire plusieurs jours consécutifs) pour lesquels les batteries, barrages hydro-électriques, STEP ou autres systèmes de stockage internes au système électrique ne sont pas adaptés. La production d'hydrogène par électrolyse est économiquement attractive si l'on dispose de surplus substantiels d'énergie à très faible coût sur des durées de l'ordre de plusieurs milliers d'heures dans l'année.
- Par ailleurs l'étape de méthanation est consommatrice de  $\text{CO}_2$  : si celui-ci peut être capté à un coût raisonnable, alors le power-to-gas contribue à la décarbonation d'ensemble du système énergétique (au-delà de la production d'hydrogène). En particulier, il permet de décarboner la consommation industrielle actuelle d'hydrogène dans les secteurs utilisant ce gaz (chimie). Il permet aussi de décarboner l'usage mobilité (voiture, bus, train, bateaux) en présentant les avantages d'un temps de charge rapide (5 minutes pour un véhicule environ), et d'une autonomie plus longue que pour le véhicule électrique davantage destiné à un usage urbain et que la mobilité hydrogène complète.

De ce fait, le power-to-gas pourrait se révéler utile, voire indispensable, comme on le verra, dans les scénarios avec une proportion très élevée de production renouvelable intermittente.

Plus spécifiquement, la conversion de l'électricité en méthane présente plusieurs avantages techniques :

- Elle permet d'utiliser les réseaux gaziers : l'énergie convertie sous forme gazeuse peut être acheminée vers les consommateurs via les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, déjà installés, largement amortis et non saturés du fait de la baisse tendancielle de la demande de gaz naturel en Europe ;
- Le stockage de gaz naturel est possible à différents horizons temporels, y compris saisonnier, à un coût faible et pour des volumes très importants (130 TWh, cf. partie 1).

Les coûts de la technologie d'électrolyse industrielle sont aujourd'hui encore globalement élevés. Deux technologies d'électrolyseur peuvent être utilisées à l'échelle industrielle : l'électrolyseur alcalin (aux coûts relativement contenus mais aux rendements relativement faibles), et l'électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane) qui a des rendements légèrement plus élevés et devrait voir sa compétitivité s'améliorer d'ici 2030. Les coûts d'investissements dans les électrolyseurs en termes de puissance s'élèvent actuellement à au moins 750 €/kW pour la technologie alcaline et 1 200 €/kW pour la PEM<sup>1</sup>, mais pourraient diminuer respectivement à 600 et 700 €/kW d'ici 2025<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Cf. rapport Hincio/Tractebel "Study on early business cases for H<sub>2</sub> in energy storage and more broadly power to H<sub>2</sub> applications" de juin 2017.

<sup>2</sup> Au-delà, les différentes chaînes de *power-to-gas* possibles - injection réseau, utilisations industrielles ou pour la mobilité - nécessitent également la mise en place d'autres équipements : stockage (200 à 1 000 €/kg H<sub>2</sub> en capacité selon le niveau de pression, de 200 bars à 900 bars), compression (1 000 à 5 000 €/kW de puissance électrique, en fonction du degré de compression), injection, raccordement réseau, éventuellement transport (H<sub>2</sub> comprimé).

## LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030

## 4.2. Éléments du modèle d'affaires à moyen terme du power-to-gas

Les modèles d'affaires du power-to-gas - en particulier dans le cas de la méthanation - pâtissent d'un rendement énergétique relativement limité :

- Les rendements de conversion de l'électricité au gaz sont aujourd'hui de l'ordre de 70-75 % pour l'hydrogène, et 55-60 % pour le méthane du fait de l'ajout d'une étape de méthanation de l'hydrogène (qui a elle-même un rendement énergétique de l'ordre de 80 %).
- Ces rendements sont nettement plus faibles que ceux des batteries électrochimiques (~ 90 %), même s'il convient de rappeler que leur usage est différent (les batteries concernent des besoins de stockage de court terme, alors que le power-to-gas est pertinent pour couvrir des besoins de stockage d'énergie sur une période plus longue). Les pertes liées à la conversion expliquent en partie les coûts de production relativement élevés de la filière power-to-gas.
- Le rendement global pourrait être amélioré en cas de valorisation de la chaleur à haute et basse température dégagée par chacune des réactions (électrolyse et méthanation), ce qui dépend de la disponibilité de débouchés pour la chaleur, en fonction notamment de la localisation de l'installation. Ces améliorations représentent plus de 20 % pour l'électrolyse et 10 % pour la méthanation avec la récupération de chaleur.

### 4.2.1. Cas de la conversion de l'électricité en hydrogène

#### 4.2.1.1. Aspects opérationnels

La première possibilité est de convertir l'électricité en hydrogène sans le convertir ensuite en méthane. Un tel modèle d'affaires doit aujourd'hui surmonter quelques difficultés :

- Le développement de la conversion d'électricité en hydrogène est contraint par le volume à ce jour relativement limité des débouchés pour l'hydrogène électrolytique, du fait de ses coûts de transport et de la concurrence avec l'hydrogène de vapo-réformage<sup>1</sup>. La production in situ par électrolyse s'approche toutefois de la compétitivité par rapport à l'hydrogène de vapo-réformage, qui supporte des coûts de transport.

Dans l'industrie, l'hydrogène électrolytique pourra donc contribuer à la décarbonation de procédés difficiles à décarboner par d'autres voies - comme la production d'engrais, la production d'hydrogène pour les raffineries (aux fins de désulfuration des carburants)<sup>2</sup> ou la chaleur à haute température - mais les besoins semblent, du moins à ce stade des estimations disponibles, appeler à demeurer relativement contenus.

Dans le secteur du transport de personnes comme de marchandises, la part de marché attendue pour l'hydrogène d'ici 2035 attendue apparaît encore faible. Le gisement accessible concernerait surtout les flottes captives, qui représentent selon l'ADEME environ 6 TWh. Il pourrait aussi concerner les bus, certains trains sur lignes non électrifiées, les bateaux et les barges.

- Pour tous les usages nécessitant une infrastructure de distribution de l'hydrogène, l'absence actuelle d'infrastructure, le coût de son éventuel développement et sa complexité technique constituent des sources de coûts significatives. Par ailleurs, la molécule d'hydrogène, de très petite taille, se diffuse facilement, ce qui pose des difficultés pour la tenue des réseaux. En outre, la stabilité du pouvoir calorifique inférieur est plus difficile à assurer que pour le méthane, ce qui peut endommager certaines installations.

<sup>1</sup> Réaction chimique consistant à produire de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> à partir du méthane, en faisant réagir ce dernier avec la vapeur d'eau en présence d'un catalyseur.

<sup>2</sup> La production d'hydrogène pour les raffineries (désulfuration des carburants) pourrait représenter environ 200 kt/an d'ici 2025 selon l'étude FCHJU de juin 2017 « *Study On Early Business Cases For H<sub>2</sub> In Energy Storage And More Broadly Power To H<sub>2</sub> Applications* ».

## LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030

• L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel a été expérimentée mais doit respecter certains plafonds. La plupart des infrastructures et équipements existants utilisant le gaz naturel peuvent supporter un taux d'hydrogène de l'ordre de 20 % en volume (soit 6 à 7 % en énergie). Toutefois certains équipements ne tolèrent, en l'état actuel des technologies et/ou des réglementations, qu'un taux d'hydrogène inférieur à 10 % en volume, soit 3 % en énergie. C'est le cas des turbines à gaz, des compresseurs de gaz naturel et des moteurs de véhicules au gaz naturel. La France a récemment lancé deux projets pilotes avec injection dans le réseau de gaz naturel :

- Le projet GRYHD (2014 -2019) visant à réaliser une injection d'hydrogène dans une maille du réseau de distribution (desservant un nouveau quartier et une station GNV) à hauteur de 20 % en volume et à analyser son impact sur l'infrastructure réseau, les logements et le transport ;
- Le projet Jupiter 1000 (démarrage fin 2017) visant à expérimenter l'injection d'hydrogène dans le réseau de transport.

• L'hydrogène pose des problèmes de sécurité plus importants que le gaz naturel, notamment dans des lieux confinés. Des travaux sont en cours entre l'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (Afhyac) et les pouvoirs publics<sup>1</sup>.

### 4.2.1.2. Des coûts complets de production aujourd'hui relativement élevés

Compte tenu de ces conditions technico-économiques, les coûts complets de production de l'hydrogène d'origine renouvelable injecté dans le réseau gazier peuvent être estimés à horizon 2030<sup>2</sup> :

- Pour une application de production d'hydrogène en « base » et présentant donc un taux d'utilisation élevé<sup>3</sup> (de l'ordre de 90 %) : entre 70 €/MWh et 120 €/MWh - c'est-à-dire du même ordre de grandeur que les tarifs d'achats actuels du biométhane qui est aujourd'hui 3 à 4 fois plus cher que le gaz naturel ;
- Pour une application dédiée à la gestion des surplus de production électrique et présentant donc un taux d'utilisation faible (moins de 50 %) : entre 130 €/MWh et 200 €/MWh<sup>4</sup>.

### 4.2.1.3. Un développement qui nécessiterait des investissements de plusieurs centaines de milliards de dollars selon le Conseil de l'Hydrogène

Par conséquent, les technologies utilisant l'hydrogène ne pourront connaître un développement important qu'en cas de très fort volontarisme financier, notamment des pouvoirs publics<sup>5</sup>, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre :

- Un bouquet énergétique dans lequel l'hydrogène représenterait 18 % de la demande finale d'énergie permettrait de limiter la hausse de température à 2°C à horizon 2050 par rapport à 1990. Mais ceci supposerait dès 2030, par exemple, qu'une voiture vendue sur 12 fonctionne à l'hydrogène dans les marchés nationaux les plus innovants comme l'Allemagne ou le Japon.
- Or, pour amorcer le développement de la filière dès maintenant afin d'atteindre une échelle industrielle à horizon 2035 des investissements de l'ordre de 280 milliards de dollars seraient nécessaires, pour des investissements à parts égales dans la production d'hydrogène, le stockage/transport et les applications<sup>6</sup>.

<sup>1</sup> Voir aussi, sur ce sujet, HyHouse Project Results - U.K. <https://www.kiwa.com/gb/en/products/hy-house-kiwa-gastec/>

<sup>2</sup> Etude de la société E-CUBE Strategy Consultants pour le compte de la CRE (2018).

<sup>3</sup> Avec une hypothèse de 2 000 heures par an d'utilisation à la puissance maximale de l'électrolyseur.

<sup>4</sup> Il peut aussi être pertinent de comparer le prix de l'hydrogène électrolytique avec le prix de l'hydrogène produit par vaporéformage augmenté des coûts de transport. L'écart de prix entre l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène par vaporéformage (hors coût de transport) est de l'ordre de 2 à 3 €/kg. Les coûts évités pour le transport pourraient permettre d'avoir un hydrogène renouvelable compétitif dans ce référentiel. Par ailleurs, l'hydrogène renouvelable permet d'éviter les émissions de CO<sub>2</sub> engendrées par la production d'hydrogène par vaporéformage (10 kg de CO<sub>2</sub> pour 1 kg d'hydrogène).

<sup>5</sup> En juin 2018, les pouvoirs publics ont ainsi annoncé un plan en faveur du développement de la filière hydrogène en France.

Cf. <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/plan-hydrogene-outil-davenir-transition-energetique>

<sup>6</sup> Source : étude du Conseil de l'Hydrogène présentée au Groupe de Travail le 19 janvier 2018.

**LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030**

Un tel développement exigerait des subventions massives, ce qui supposerait un choix politique privilégiant l'hydrogène par rapport à d'autres technologies, et incluant une hausse vigoureuse du prix du carbone. On constate aujourd'hui en Europe que l'investissement dans la filière hydrogène reste limité par comparaison avec d'autres filières énergétiques comme le stockage électrique ou la mobilité électrique<sup>1</sup>. À horizon 2030, le panel d'experts internationaux constitué par le consultant E-Cube dans son étude réalisée en 2018 pour la CRE a jugé peu crédible la thèse d'une émergence de l'hydrogène au niveau mondial pour la décarbonation des systèmes électriques et gaziers, et même à horizon 2050, les avis positifs restent minoritaires, du fait de ses coûts élevés.

Les projets les plus aboutis économiquement sont aujourd'hui les projets visant une valorisation de l'hydrogène produit pour des usages liés à la mobilité ou industriels, qui permettent une valorisation plus élevée que dans les usages limités à l'injection dans le réseau de gaz naturel ou au stockage d'électricité. En effet la rentabilité du power-to-gas ne peut pas être exclusivement centrée sur la gestion des surplus du réseau électrique, mais doit être conçue comme un élément supplémentaire intégré aux modèles d'affaires de plusieurs secteurs d'activité. La valorisation des unités de power-to-gas doit donc être basée sur la fourniture de gaz et/ou de l'hydrogène, sur les services apportés au réseau électrique, sur la valorisation de la chaleur, et les émissions de CO<sub>2</sub> évitées.

#### *4.2.2. Cas de la conversion de l'électricité en méthane (via l'hydrogène)*

Une deuxième option consiste à ajouter, à l'issue de l'électrolyse, une étape de méthanation permettant de produire du méthane de synthèse. Les modèles d'affaires du power-to-gas liés uniquement aux besoins du système électrique ne semblent rentables que si l'on tient compte de la demande de méthane sur les marchés aval, notamment pour les besoins liés à la mobilité. Le développement du power-to-gas ne devrait donc pas tant être lié aux besoins du système électrique qu'aux potentialités offertes par les usages de transport. Sa pertinence économique serait étroitement liée aux prix futurs de l'électricité, du méthane et de l'hydrogène, mais aussi au montant de la taxe carbone. L'essor du power-to-gas requerrait un soutien important des pouvoirs publics et cette technologie ne serait économiquement pertinente que dans des scénarios de décarbonation quasi-totale du bouquet énergétique.

##### **4.2.2.1. Un modèle d'affaires non rentable aujourd'hui s'il reste cantonné au seul secteur de l'électricité**

• **Limité au seul secteur de l'électricité, le power-to-gas ne constitue pas un modèle d'affaires pertinent aujourd'hui.**

Un des principaux intérêts du power-to-gas réside dans sa capacité à permettre la gestion de surplus de production d'énergies renouvelables de longue durée, sur un ou plusieurs jours consécutifs. Ce type d'utilisation est une condition de sa rentabilité. En effet, les coûts d'investissement élevés du procédé ne peuvent être amortis qu'à condition de fonctionner au moins en semi-base, au moins 50 % du temps, c'est-à-dire 4 000 à 5 000 heures par an.

Or il n'apparaît pas que de tels besoins de modulation existent à horizon 2035. Selon des analyses menées en 2014 par l'ADEME<sup>2</sup>, même dans un scénario très volontariste de développement des énergies renouvelables électriques à horizon 2030 (90 GW d'énergies renouvelables variables installés en 2030, dont 46 GW d'éolien et 33 GW de photovoltaïque), l'occurrence de ces périodes de surplus est estimée à environ 300 heures par an pour des volumes de surplus représentant environ 15 TWh au global, soit 3 % de la consommation française actuelle. La grande majorité de ces surplus portent sur une période de moins de 12 heures consécutives.

<sup>1</sup> Les investissements cumulés en Allemagne depuis environ 10 ans par l'ensemble des acteurs économiques sont estimés à quelques dizaines de millions d'euros sur le *power-to-gas*, environ 2 milliards sur la filière hydrogène, principalement mobilité (financement NIP (National Innovation Program), CEP (Clean Energy Partnership), H<sub>2</sub>mobility), et plusieurs dizaines de milliards sur les filières du stockage électrique (batteries principalement) et de l'électromobilité.

<sup>2</sup> ADEME – 2014 – Étude portant sur le potentiel de l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire.

## LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030

Une analyse menée par la Commission Européenne<sup>1</sup> à la maille européenne estime le nombre d'heures de surplus pour le système électrique français à horizon 2030 entre 55 et 475 heures par an, représentant entre 0,1 et 2 TWh de volumes de surplus à l'échelle nationale. Enfin, même dans les scénarios de plus forte pénétration des énergies renouvelables envisagés dans le Bilan prévisionnel RTE de 2017 (Ampère à 50 % d'énergies renouvelables et Watt à 71 % d'énergies renouvelables), les écrêtements ne dureraient pas plus de 800 heures par an.

• **Les besoins de flexibilité de très court terme du système électrique n'offriraient pas non plus des débouchés suffisants.**

Les services système, notamment le réglage primaire, peuvent contribuer à la rémunération d'installations de power-to-gas, au même titre que d'autres flexibilités de consommation. La profondeur de ces besoins est cependant limitée à quelques centaines de mégawatts en France et ce procédé serait en concurrence avec les autres formes de flexibilité envisagées dans ce chapitre.

La situation du marché français à horizon 2035, dans laquelle les surplus d'énergies renouvelables électriques restent limités et les performances technologiques et économiques du power-to-gas encore trop faibles - qu'il s'agisse des coûts et performances des électrolyseurs, des contraintes d'injection d'hydrogène dans le réseau existant de gaz naturel, ou des coûts et performances des procédés de méthanation - ne permet pas le développement de projets power-to-gas rentables hors subvention dans une logique de gestion des surplus d'électricité liés aux énergies renouvelables variables. Les coûts estimés de production d'hydrogène à cet horizon de temps pour ce type de projet sont de l'ordre de 200 €/MWh.

En Europe, si de nombreux pilotes power-to-gas avec ou sans injection dans le réseau ont déjà été réalisés, en particulier en Allemagne, la filière reste néanmoins actuellement au stade de démonstrateurs. Dans le reste du monde, notamment aux États-Unis ou en Chine, le power-to-gas n'est pas identifié comme une priorité par comparaison avec les solutions de stockage par batteries<sup>2</sup>.

### **4.2.2.2. Un modèle d'affaires dont l'intérêt sera lié aux perspectives en aval des marchés du méthane et de l'hydrogène, notamment dans le transport**

Les perspectives du gaz naturel pour le transport routier individuel de personnes sont limitées et de deuxième ordre par rapport à celles du transport routier de marchandises et de voyageurs. Selon une étude menée par le comité français des constructeurs automobiles (CFCA), le gaz naturel pour véhicules (GNV) devrait représenter une proportion du parc limitée à 3 %, stable entre 2021 et 2030. Ce résultat est en partie lié à la réglementation européenne qui retient une approche en termes d'émissions de gaz à effet de serre lors de l'utilisation seulement et non de cycle de vie. Cette méthode favorise les solutions électriques, y compris dans l'hypothèse où l'électricité est produite à partir de sources émettrices de CO<sub>2</sub>.

Le GNV devrait en revanche jouer un rôle croissant dans le transport de marchandises. Selon les projections de l'association française du gaz naturel pour véhicules (AFGNV), on pourrait compter 200 000 véhicules lourds et 250 000 véhicules utilitaires au gaz en 2030. Dans le passé, le développement s'est heurté à l'insuffisance du réseau de distribution, mais des progrès ont été enregistrés. C'est plutôt la faiblesse de l'offre de véhicules au GNV qui entrave l'essor de la filière.

Enfin, le gaz naturel liquéfié (GNL) est une alternative prometteuse pour le transport maritime, qui représente entre 2 % et 3 % des émissions de CO<sub>2</sub> au plan mondial. Les débouchés potentiels pour la propulsion au GNL concernent trois créneaux : les portes-containers (surcoût de l'ordre de 6 % par rapport à la propulsion au fioul lourd), les navires de croisières (surcoût de l'ordre de 4 %) et les ferries (souvent concernés par des interdictions de propulsion classique).

<sup>1</sup> Commission Européenne : METIS Study – 2016 – “The role and need of flexibility in 2030: focus on energy storage”, étude fondée sur les scénarios de l'ENTSO-E développés dans le Ten-Year Network Development Plan.

<sup>2</sup> Étude de la société E-CUBE Strategy Consultants pour le compte de la CRE (2018).

**LA FLEXIBILITÉ ET LE STOCKAGE SUR LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE D'ICI LES ANNÉES 2030**

L'armateur français CMA-CGM a commandé en novembre 2017 neuf porte-conteneurs de très grande taille (capacité de 22 000 conteneurs) propulsés au GNL.

**4.2.2.3. Un modèle d'affaires qui serait économiquement pertinent surtout dans le cas d'une décarbonation totale du secteur de l'énergie, et nécessiterait un soutien important des pouvoirs publics.**

Une étude menée par le cabinet de conseil BCG avec l'association de l'industrie allemande a montré qu'un objectif de 85 % de décarbonation en 2030 est accessible sans recours au power-to-gas, mais que l'atteinte d'un objectif de 100 % nécessite le recours à un carburant de synthèse, compte tenu notamment des besoins qui ne pourraient être satisfaits par l'électricité pour des usages tels que le transport lourd, le chauffage ou l'industrie, et des besoins de modulation inter-saisonnière. Il apparaît ainsi que la technologie power-to-gas est nécessaire à long terme si l'on souhaite arriver à une décarbonation totale du bouquet énergétique.

Plus généralement, la soutenabilité du modèle d'affaires du power-to-gas est directement liée au prix du méthane et/ou au taux de la taxe carbone, lesquels devraient être élevés pour que la filière se développe sans subvention publique. Ainsi, selon une étude de l'ADEME<sup>1</sup>, pour un prix de la tonne de CO<sub>2</sub> inférieur à 100 €, les débouchés du power-to-gas sont limités à la chaleur, l'hydrogène, l'oxygène et le CO<sub>2</sub> évité. La conversion en méthane n'apparaît rentable qu'à partir d'un niveau de taxe carbone de 300 €/tCO<sub>2</sub>, avec des débouchés potentiels de 66 TWh de méthane.

En matière de soutien public, des acteurs du secteur gazier suggèrent a) de réduire les coûts de l'électricité chargée via des exonérations de TURPE et de taxes notamment la CSPE et la CTA, b) d'imposer une part minimale d'hydrogène renouvelable dans la consommation d'hydrogène par les industriels, c) de valoriser les revenus complémentaires, notamment les services systèmes dédiés au power-to-gas et la valorisation du CO<sub>2</sub> évité, d) de mettre en place un système de traçabilité de l'hydrogène mais aussi du méthane de synthèse, avec des garanties d'origine e) de mettre en place pour le méthane de synthèse, un dispositif similaire à celui existant aujourd'hui pour le biométhane.

**À suivre...**

<sup>1</sup> ADEME – 2017 – « Un bouquet électrique 100% ENR en 2050 – Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ? »