

A S S E M B L É E      N A T I O N A L E

X V <sup>e</sup>      L É G I S L A T U R E

# Compte rendu

**Commission d'enquête  
sur l'impact économique, industriel et  
environnemental des énergies renouvelables,  
sur la transparence des financements  
et sur l'acceptabilité sociale  
des politiques de transition énergétique**

– Audition, ouverte à la presse, de M. François Kalaydjian,  
directeur « Économie et veille » à l'IFP Énergies nouvelles et de  
M. Jean-Christophe Viguié, responsable des programmes au  
centre de résultats « Procédés ».....2

Jeudi

6 juin 2019

Séance de 9 heures

Compte rendu n° 38

SESSION ORDINAIRE DE 2018-2019

**Présidence  
de M. Julien Aubert,  
*Président***



*La réunion commence à neuf heures cinq.*

**M. le président Julien Aubert.** Nous accueillons les représentants de l'IFP Énergies nouvelles (IFP-EN) : M. François Kalaydjian, directeur économie et veille, et M. Jean-Christophe Viguié, responsable programmes, centre de résultats procédés. Ils sont accompagnés de Mme Anne-Laure de Marignan, responsable « presse et relations institutionnelles », et de Mme Amani Fares, stagiaire.

L'Institut français des pétroles Énergies nouvelles (IFPEN) est un organisme public de recherche, d'innovation et de formation dans les domaines de l'énergie, du transport et de l'environnement.

Notre réunion est consacrée à la question de l'hydrogène dans la transition énergétique, l'hydrogène dont, comme le Tartuffe de Molière, tout le monde parle mais qui n'apparaît qu'à l'acte III. Entre ceux qui disent que c'est la prochaine révolution et ceux qui mettent en garde sur son coût élevé, nous avons besoin que vous nous éclairiez sur son potentiel et pour savoir si, dans la transition énergétique actuelle, il est à sa juste mesure.

Quels sont ses différents usages potentiels dans le stockage d'électricité, le transport et la production de méthane ?

Quels sont les défis techniques et économiques à relever en ce qui concerne la production de l'hydrogène à partir d'électricité décarbonée, ainsi que la réduction des coûts et l'amélioration de l'efficacité des systèmes sur l'ensemble de la chaîne – électrolyseurs, piles à combustibles, stockage ?

Quel est l'horizon de temps envisageable pour le déploiement de la filière au regard de ces considérations techniques et économiques ?

Messieurs, nous allons vous écouter pour un premier exposé liminaire de quinze minutes. Ensuite, les membres de la commission d'enquête vous interrogeront à leur tour, en commençant par notre rapporteure, Mme Meynier-Millefert.

S'agissant d'une commission d'enquête, conformément aux dispositions de l'article 6 de l'ordonnance du 17 novembre 1958, relative au fonctionnement des assemblées parlementaires, je vous demande de prêter serment de dire la vérité, toute la vérité, rien que la vérité. Veuillez lever la main droite et dire « Je le jure ».

*(M. François Kalaydjian et M. Jean-Christophe Viguié prêtent successivement serment.)*

**M. François Kalaydjian, directeur « Économie et veille » de l'Institut français des pétroles Énergies nouvelles.** Monsieur le président, Madame la rapporteure, l'hydrogène doit être examiné dans le contexte de la transition énergétique et de l'objectif de neutralité carbone que s'est assignée la France à l'horizon 2050. La neutralité carbone engage la France à réduire drastiquement ses émissions de CO<sub>2</sub> par un facteur d'au moins cinq. Cet objectif très ambitieux réclame une multiplicité de solutions complémentaires les unes des autres, dont notamment l'hydrogène.

Atteindre cette neutralité engage à décarboner l'industrie, le transport, responsable à lui seul de 30 % des émissions de CO<sub>2</sub> de la France, et à apporter des services au réseau

d'électricité qui va connaître, dans les décennies à venir, une part croissante d'énergies renouvelables variables, c'est-à-dire non pilotables, de nature à induire des problèmes de flexibilité de notre réseau.

L'hydrogène aujourd'hui existe et est utilisé sans attendre l'acte II mais dès l'acte I. Quelque 70 millions de tonnes d'hydrogène sont produites et consommées chaque année. Il est aujourd'hui produit à 4 % par électrolyse de l'eau et à 96 % à partir d'énergies fossiles, principalement par la conversion du gaz naturel.

Parmi les grands secteurs industriels consommateurs d'hydrogène figure notamment le raffinage, pour la production d'ammoniaque utilisé pour les engrais et le méthanol. L'hydrogène est donc utilisé, bien connu. Le marché devrait être croissant dans ses usages actuels et passer de 70 millions de tonnes aujourd'hui à près de 80 millions de tonnes d'ici à 2022.

Afin de développer les nouveaux besoins et les nouveaux services qui apparaissent avec les objectifs de décarbonation et de services apportés au réseau électrique, l'hydrogène doit être non carboné, car on n'aurait aucun gain à l'utilisation d'un hydrogène carboné. La conversion du gaz naturel, aujourd'hui majoritairement utilisé pour produire de l'hydrogène, émet 10 tonnes de CO<sub>2</sub> par tonne d'hydrogène produite. En maintenant ce mode de production, on ne réduirait donc pas les émissions de CO<sub>2</sub> par l'utilisation d'hydrogène. L'hydrogène décarboné peut être produit soit en captant le CO<sub>2</sub> lors de la conversion du gaz naturel, ce qui est tout à fait envisageable et peu onéreux, soit par électrolyse de l'eau, pour autant que l'électricité apportée soit non carbonée. Or en France, notre électricité figure déjà parmi les moins carbonées au monde. Dans d'autres pays, cette électricité serait principalement fournie par des énergies renouvelables.

Pour envisager le développement de l'hydrogène non carboné dans notre *mix* énergétique, il faut remplir certaines conditions, en termes de coûts de production, de coûts de fonctionnement des électrolyseurs, d'augmentation de leur rendement et de leur montée en puissance.

Pour réduire les coûts de production d'hydrogène non carboné par électrolyse, il y a aussi une problématique de coût d'accès à l'électricité. Pour remplacer l'énergie apportée par les énergies fossiles par de l'électricité, il faut prévoir des électrolyseurs de plusieurs centaines de mégawatts. Il faut donc penser gigawatts. Il y a une problématique d'augmentation de puissance des électrolyseurs.

En outre, le coût de production de l'hydrogène par électrolyse de l'eau fait appel à des technologies variées dont les rendements sont au maximum de l'ordre de 60 à 70 %. Il faut accroître ces rendements. De nouvelles technologies, utilisant notamment des électrolytes solides peuvent émerger. Elles sont à l'échelle du kilowatt et je rappelle qu'il faut passer à l'échelle du gigawatt.

La durée de vie des électrolyseurs est actuellement d'une quinzaine d'années. Pour un électrolyseur d'un gigawatt, il faut concevoir une rentabilité à un horizon de temps acceptable pour l'industrie, c'est-à-dire augmenter sa durée de vie au-delà de quinze ans. Il faut donc travailler sur la fiabilité, la durée de vie, le rendement et l'augmentation de puissance des électrolyseurs.

Plus de la moitié du coût de l'hydrogène produit par électrolyse provient du coût de l'électricité. Si on concevait l'alimentation d'un électrolyseur de façon standard, le coût serait supérieur à 50 euros le mégawattheure. Pour abaisser considérablement le coût de production d'hydrogène électrolytique, il faut prévoir un traitement du coût de l'électricité équivalent à ce qu'on envisage pour les industries électro-intensives, c'est-à-dire un accès à l'électricité non taxé.

Il y a donc un ensemble de conditions à remplir, puisque le coût de production d'hydrogène électrolytique est de 4 à 6 euros le kilo, quand la production d'hydrogène par reformage de gaz naturel est d'environ 1,50 euro le kilo.

**M. le président Julien Aubert.** Et par captage ?

**M. François Kalaydjian.** En captant du CO<sub>2</sub> sur un reformeur de gaz naturel, si on valorise le CO<sub>2</sub> à 50 euros la tonne – il est aujourd'hui sur le marché à 25 euros la tonne –, on augmente le coût d'un demi-euro par kilo d'hydrogène, soit 2,50 euros le kilo. La cible de réduction du coût de l'hydrogène électrolytique avoisine donc 2 euros le kilo, soit une division par deux du coût actuel de production d'hydrogène électrolytique. Cela peut difficilement s'envisager par une simple amélioration des performances des électrolyseurs, malgré une économie d'échelle en passant à de grandes puissances des électrolyseurs.

Il peut être intéressant d'introduire l'hydrogène électrolytique dans l'activité de raffinage afin de contribuer à décarboner cette industrie. L'hydrogène est utilisé depuis des décennies par certaines raffineries pour purifier les produits. L'apport d'hydrogène permet de désoufrer les produits pétroliers afin de se conformer aux normes en vigueur. La production actuelle d'hydrogène utilisé comme produit de purification des produits pétroliers peut engendrer le tiers des émissions de CO<sub>2</sub> émises par une raffinerie.

Introduire de l'hydrogène électrolytique est un bon moyen de décarboner une raffinerie. Mais pour fonctionner, une raffinerie doit dégager des marges. La marge minimum est de l'ordre de 2,20 dollars par baril produit. En partant d'une marge de 4 dollars par baril, conserver une telle marge conduit à envisager un coût de production d'hydrogène électrolytique d'environ 2 euros le kilo.

On a beaucoup parlé de flexibilité du réseau. Elle sera fortement demandée lorsque la part variable des énergies renouvelable deviendra importante, mais pas dans l'immédiat, puisqu'en 2035, 50 % de notre électricité seront encore nucléaires, donc pilotables. Les problématiques de flexibilité du réseau se poseront au-delà de cette date.

L'hydrogène électrolytique peut décarboner le transport, qui représente aujourd'hui 30 % des émissions de CO<sub>2</sub>, notamment le transport lourd, lequel, par l'énergie qu'il demande, n'est pas facilement accessible aux batteries. Tout segment du transport lourd, notamment le fret routier et le ferroviaire, nécessitant des énergies considérables que ne peuvent pas fournir des batteries est accessible à l'utilisation de l'hydrogène à partir d'une production d'électricité par alimentation de piles à combustible.

Pour l'électrification du transport, il faut concevoir le rendement de l'électrolyse et le rendement d'une pile à combustible, soit moins de 50 % de rendement global, alors que l'utilisation directe de l'électricité dans une batterie offre un rendement de 90 %.

Si l'hydrogène électrolytique semble un vecteur intéressant pour le transport lourd, pour le transport léger, notamment les véhicules, il faut examiner la compétitivité de la filière hydrogène par rapport aux filières batteries qui se développent. Les voitures à hydrogène devront atteindre des niveaux de performance technico-économiques intéressants en comparaison des véhicules à batteries.

Si l'on reprend l'exercice de scénarisation d'électrification du parc automobile français à l'horizon 2040, pour se conformer à l'interdiction de la vente des véhicules thermiques à émissions de gaz à effet de serre à horizon 2040, que nous avons fait en début d'année pour l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), il apparaît que la pénétration sur le marché des voitures à hydrogène nécessite un certain nombre de facteurs. Je pense notamment à la réduction du prix des véhicules à hydrogène, qui dépasse aujourd'hui 60 000 euros, à une aide à l'achat et un coût de distribution de l'hydrogène à 3 euros le kilo. Cela nous ramène, tant pour la question du raffinage que pour la question du transport à une réduction significative du coût de production de l'hydrogène.

En conclusion, le développement des usages de l'hydrogène est lié à des enjeux de coûts, de puissance disponible des électrolyseurs et à un horizon de temps au-delà de 2030-2035. Pour améliorer les performances des électrolyseurs, il convient de soutenir publiquement la recherche technologique. En outre, le coût d'accès à l'électricité devrait faire l'objet d'une réglementation. Je n'ai pas évoqué les questions de sécurité. Il n'existe pas de réglementation explicite sur l'autorisation de stationner des voitures à hydrogène dans les parkings souterrains.

**M. le président Julien Aubert.** Vous avez commencé par dire que l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone nécessite la mise en place d'une multiplicité de solutions. Pourquoi ne pas retenir la solution la plus efficace, c'est-à-dire la moins chère et celle produisant le moindre impact CO<sub>2</sub> ? Est-ce parce qu'un seul axe de politique ne suffirait ou bien voulez-vous parler d'une solution multi-technologique ?

**M. François Kalaydjian.** Il y a un ensemble de problématiques très différentes. La flexibilité du réseau ne peut être obtenue avec les biocarburants. En revanche, le transport peut faire appel aux biocarburants dans une phase de transition, en bénéficiant des infrastructures existantes. De plus, la trajectoire de transition énergétique ne cible pas immédiatement la technologie qui pourrait être développée dans les années 2040-2050, mais vise à optimiser un chemin à partir de solutions technologiques existantes, voire en adjacence, afin de minimiser les coûts. D'où la multiplicité de solutions envisagées pour des raisons d'usage et de temporalité.

**M. Jean-Christophe Viguié, responsable des programmes au centre de résultats « Procédés » de l'IFPEN.** Je ne peux que confirmer ce qui vient d'être dit. L'objectif extrêmement ambitieux de décarboner notre environnement ne peut être atteint que par différentes solutions techniques. Comme dans un problème mathématique, il s'agit d'une optimisation multicritère. L'hydrogène peut être une option, l'électricité peut être une option, les biocarburants, dont nous n'avons pas parlé, sont déjà une réalité pour décarboner le transport. Les biocarburants avancés dont nous avons développé des technologies, qui seront disponibles dès que des investissements industriels auront été réalisés, sont également une excellente solution. C'est par la combinaison de toutes ces options que la France pourra atteindre ses objectifs.

**M. le président Julien Aubert.** Vous dites qu'il faut de l'électricité décarbonée pour faire de l'hydrogène décarboné. Si mon objectif est la décarbonation, pourquoi ne ferais-je pas de l'électricité décarbonée pour la mettre dans des véhicules électriques décarbonés ? Pourquoi s'embarasser à construire de grands électrolyseurs avec des problèmes de rendement, à quoi s'ajoute le coût de la voiture qu'il faudra subventionner et le problème de la distribution avec une infrastructure hydrogène qui concurrencera une infrastructure électrique ? Il y a dans cette maison des apôtres du véhicule tout électrique. Pourquoi investir dans l'hydrogène ?

**M. François Kalaydjian.** J'ai un peu abordé le sujet. Le transport, ce n'est pas que la voiture. Ce sont aussi les camions, le fret routier, le ferroviaire, l'aérien, qui est une très bonne cible pour les biocarburants, et le maritime. Il faut voir le transport dans son intégralité.

**M. le président Julien Aubert.** Restons sur l'hydrogène !

**M. François Kalaydjian.** Précisément ! J'ai dit, peut-être un peu rapidement, que tout le transport lourd, par camion et ferroviaire – nous savons que la moitié des lignes ferroviaires ne sont pas électrifiées –, réclame beaucoup d'énergie, et la solution batterie n'est pas appropriée. Sur certains segments du transport, l'hydrogène n'est pas seulement en concurrence avec les batteries. Dans le transport maritime, compte tenu des nouvelles normes de l'organisation maritime internationale (IMO), il peut l'être aussi avec le gaz naturel liquéfié (GNL). Pour le fret routier, la compétitivité de l'hydrogène ne sera pas mesurée au regard de la batterie, mais de biocarburants ou de bio-GNV. On ne peut pas toujours mettre face à face la batterie et l'hydrogène, il y a d'autres paramètres à prendre en compte.

**M. le président Julien Aubert.** Quand vous évoquez la modification de la réglementation du stationnement souterrain, vous ne pensez pas aux poids lourds ou aux trains. Vous avez parlé du problème du coût : 60 000 euros par voiture. On est bien dans le domaine du véhicule particulier.

Sans préférence technologique, j'entends bien ce que vous dites sur le fret, mais pourquoi aborder la solution du véhicule particulier ? Pensez-vous que, même pour le véhicule particulier, il serait intéressant de développer une offre hydrogène, sachant qu'il faut trouver un constructeur automobile qui veuille bien le faire et que le maillage des points de ravitaillement doit être différent pour les lignes régulières de poids lourds et pour le véhicule individuel qui, par définition, peut emprunter une multitude d'itinéraires ?

**M. François Kalaydjian.** Pour les véhicules automobiles purement à batterie se pose aujourd'hui la question de la capacité et de la durée de vie de la batterie quand elle est soumise à des recharges rapides. La solution hydrogène est favorable à l'usage du véhicule particulier sur de longues distances. D'ailleurs, des véhicules à hydrogène existent déjà. C'est pourquoi nous avons, pour l'OPECST, envisagé trois scénarios : un scénario reposant sur les technologies d'aujourd'hui ; un scénario plutôt favorable aux batteries en anticipant une amélioration de leurs performances et un scénario prenant en compte l'arrivée de voitures à hydrogène dans le parc automobile d'ici 2040. J'ai rappelé les conditions de succès pour les véhicules à hydrogène. Si elles peuvent être remplies, il y a une place pour la voiture hydrogène dans le parc, au même titre que les voitures diesel et les voitures essence aujourd'hui.

**M. le président Julien Aubert.** À cette différence près que le diesel et l'essence sont fournis par les mêmes pompes, alors que vous parlez d'infrastructures différentes.

Vous introduisez un point intéressant, car il y a un sujet sur les infrastructures. Comme vous le suggérez, ne vaut-il mieux pas équiper en hydrogène les véhicules particuliers, qui auraient une plus grande autonomie et besoin d'un maillage moins fin que les véhicules électriques, peut-être moins cher à produire et moins coûteux en carburant, mais qui doivent être régulièrement rechargés et qui rencontrent un problème d'épuisement de la batterie ? Mais doter d'hydrogène 10 millions de véhicules français et les subventionner à 50 %, c'est-à-dire 30 000 euros par véhicule, coûterait 30 milliards d'euros, ce qui représente une politique très ambitieuse. Avez-vous fait un calcul économique ? Nous avons le même problème avec la production des énergies. Les gens nous donnent le chiffre qui les intéresse. Ils disent que l'électricité sort à tel prix, mais l'intéressant, ce sont les coûts cachés. Il faudrait dire : si on fait du tout électrique, voilà le prix pour permettre aux gens d'avoir un véhicule, voilà le prix du recyclage des batteries ou de l'approvisionnement en terres rares, voilà le prix d'installation de suffisamment de points de charge. Certains disent que dans cinq ans, on aura la batterie pour ce faire. Que se passe-t-il si on fait la même chose en hydrogène, sachant qu'il faut moins de points de ravitaillement ? Ou bien, choisissons de pousser les énergies là où elles ont le meilleur avantage comparatif et destinons le véhicule électrique à la voiture particulière et l'hydrogène pour tous les transports lourds, le fret routier et ferroviaire. On ferait alors un choix, avec le risque, comme disait un chanteur célèbre, de mourir pour des idées en s'étant trompé d'idées.

**M. François Kalaydjian.** Effectivement, il y a des enjeux de décisions politiques. Vous parlez de coûts cachés, il faudrait parler aussi de bénéfices cachés, c'est-à-dire les coûts d'importation des énergies fossiles et du pétrole, qui doivent aussi être pris en compte. Les niveaux de dépenses et de bénéfices sont élevés. Si on cumule d'ici 2040, comme nous le montrons dans le rapport de l'OPECST, ce sont des centaines de milliards d'euros en termes de déploiement des infrastructures, avec les points de recharge, les stations hydrogènes.

**M. le président Julien Aubert.** Vous parlez de plusieurs centaines de milliards d'euros. Pourriez-vous citer quelques chiffres précis ?

**M. François Kalaydjian.** Cela figure dans le rapport de l'OPECST paru en début d'année. Des chiffres de cette nature prennent en compte les points de recharge, avec le nombre de véhicules par point de recharge pour la partie électrique, mais aussi des stations hydrogène dont le coût unitaire est de 1 à 2 millions d'euros, avec un maillage analogue à celui des stations-service essence, diesel et biocarburants.

**M. le président Julien Aubert.** Vous avez parlé de l'hydrogène dans les raffineries. Or les raffineries servent à fabriquer du carburant. Si demain on décide de réduire à la portion congrue le diesel et l'essence, devra-t-on les fermer, ou bien en aura-t-on encore besoin pour une autre utilisation ? Développer une filière hydrogène pour des raffineries qui ont peut-être vocation à disparaître a-t-il un sens ?

**M. François Kalaydjian.** Nous en aurons encore besoin pendant quelques années. La pénétration de notre parc automobile par les véhicules électriques s'opère mais elle est encore modeste. L'hydrogène est utilisé dans les raffineries aujourd'hui et il peut être utilisé dans les bioraffineries, demain.

**M. Jean-Christophe Viguié.** Les raffineries servent à faire des carburants. Je rappelle qu'une énorme part du gazole moteur produite par les raffineries n'est pas destinée aux véhicules légers mais au transport lourd. Les raffineries servent aussi à fabriquer des produits chimiques. De nombreux sites intègrent raffinage et pétrochimie. Même s'il n'y avait

plus de besoin de carburants, les produits chimiques resteraient nécessaires à la vie de tous les jours.

**M. le président Julien Aubert.** Si, demain, il n’y avait plus de véhicules thermiques, quel potentiel cela représenterait-il ?

**M. Jean-Christophe Viguié.** Tous les sites de raffinage en France ne sont pas couplés à de la pétrochimie. Par ailleurs, on peut produire des biocarburants de première génération et on pourra produire demain des biocarburants avancés à partir de déchets de bois et de paille, et l’on peut améliorer le rendement de ces procédés en injectant de l’hydrogène non fossile. Cela peut aussi être intéressant.

**M. le président Julien Aubert.** Il y a cinq ou six ans, j’avais fait un rapport dans lequel l’hydrogène était mentionné comme balbutiant et moins prometteur puis, en tant que conseiller régional de Provence-Alpes-Côte-d’Azur, j’ai rencontré des acteurs de l’hydrogène faisant état d’une réelle attirance pour cette énergie. Comment expliquer qu’on s’y intéresse aujourd’hui davantage qu’il y a dix ans ?

Vous dites qu’il faut de l’électricité décarbonée. Or nous n’en avons pas seulement depuis qu’il existe des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, mais depuis quarante ans. La lutte contre les gaz à effet de serre n’a pas commencé non plus il y a cinq ans. Le retour de la réflexion sur l’hydrogène ne résulte-t-il pas du développement des énergies renouvelables (EnR) ? Ayant de l’électricité produite de manière intermittente, dont ne sait pas toujours quoi faire, on développerait une industrie qui se positionnerait de manière opportune, en utilisant cette électricité décarbonée pour fabriquer un modèle permettant à des acteurs du mauvais côté de la transition énergétique d’exister au plan de la décarbonation, tout en tenant un raisonnement industriel intéressant.

Effectivement, on décarbonerait par l’hydrogène avec le désavantage du coût. Des auditions nous ont montré que l’électricité décarbonée est tout de même subventionnée à grands coups de dizaines de milliards d’euros. Certains disent alors qu’ils en auraient besoin pour produire mais qu’il faudrait leur enlever les taxes – deuxième perte de revenus – et qu’ils devraient réaliser des investissements pour éviter la déperdition de rendement. Après quoi, il faudrait subventionner la voiture, sans oublier le problème de la distribution. À la fin, je crains que la facture cumulée par étapes, chacun ayant pris sa part de la chaîne, n’atteigne les 50 euros par gramme de CO<sub>2</sub>. Peut-il sera-t-il possible de financer les premiers kilos, mais vous n’atteindrez jamais votre objectif final, parce que, après avoir dépassé comme en Allemagne les 1 000 milliards d’euros d’aide, on arrêtera la machine en disant que c’est impossible.

Avez-vous des arguments à faire valoir afin de battre en brèche ou de confirmer cette analyse un peu vigoureuse ?

**M. François Kalaydjian.** Pourquoi, depuis cinq ans, l’hydrogène suscite-t-il autant d’intérêt et d’articles dans la presse et dans les journaux scientifiques ? Décréter un nouvel objectif comme la neutralité carbone, bien plus ambitieux que l’objectif du facteur 4 initialement défini, conduit à reconsidérer tous les objectifs de décarbonation des secteurs industriel, des transports. S’y ajoute l’objectif européen de développement des énergies renouvelables. Dans cette trajectoire, le développement des renouvelables et la décarbonation sont indispensables pour atteindre la neutralité carbone, parce que le stock naturel de CO<sub>2</sub> sera limité à 70 millions de tonnes, voire à 100 millions de tonnes, dans le meilleur des cas, à



l'horizon 2050. Autrement dit, tout le reste doit être drastiquement réduit et il y a urgence à décarboner l'ensemble du *mix* énergétique. D'où la recherche de solutions complémentaires et l'intérêt présenté par l'hydrogène, qui intéresse la question du réseau d'électricité, pour des secteurs industriels et pour le transport. La versatilité de l'utilisation de l'hydrogène rend possible des synergies d'utilisation d'infrastructures capable de dégager des économies pour le déploiement de l'hydrogène dans les différents usages.

Je crois avoir indiqué clairement les conditions à réunir pour rendre l'utilisation de l'hydrogène compétitive dans ces différents secteurs. La question de l'électricité est centrale. Il est difficile d'envisager de n'alimenter les électrolyseurs que par des énergies renouvelables variables dans les moments de surproduction, trop rares dans l'année. Avec des électrolyseurs d'une capacité de production de l'ordre du gigawatt dont le coût de fabrication est de 1 000 à 2 000 euros le kilowatt, les unités de production doivent être d'environ un milliard d'euros. On ne peut faire fonctionner une unité de production du milliard d'euros une part infime de l'année. Pour être rentabilisé, un investissement de cet ordre doit fonctionner au long de l'année plus de 5 000 à 6 000 heures par an, soit 50 % à 60 % du temps. Ces 50 % à 60 % du temps ne peuvent être alimentés uniquement dans les périodes de surcapacité des énergies renouvelables variables de notre *mix* énergétique d'aujourd'hui. Si, dans des décennies, la production d'électricité provient d'énergies renouvelables variables, ce sera différent, mais nous n'en sommes n'en est pas là. À l'horizon 2035, nous sommes encore sur 50 % de production nucléaire.

**Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure.** Je lisais récemment dans un article que la Chine abandonnait les véhicules électriques, considérant qu'ils ne représentaient qu'une part de la transition énergétique, pour mettre plein cap sur l'investissement dans l'hydrogène. Alors que 90 % de la recherche scientifique est réalisée en France, que l'on y pense et en parle beaucoup, pourquoi la mise en œuvre est-elle si difficile ? Vous avez évoqué le cadre nécessaire au fonctionnement, mais quels sont les freins ? Le président se demandait si le retour de l'hydrogène ne résultait pas du développement des EnR. Je me demande si ce n'est pas à cause du nucléaire. Notre socle d'énergie peu chère et notre attachement historique à cette énergie fiable qui nous a rendu service pendant longtemps ne freinent-ils pas le développement de cette filière ?

**M. François Kalaydjian.** Concernant la Chine, j'ignore à quel article vous faites référence. La moitié du parc mondial de 5 millions de véhicules électriques a été produite en Chine. Certes, le gouvernement chinois a modifié sa politique de soutien à l'achat des véhicules à batterie, considérant que certains véhicules devenus rentables ne nécessitaient plus un soutien massif, mais je n'ai pas connaissance de l'abandon de la production de véhicules à batterie en Chine.

L'hydrogène ne rencontre pas nécessairement des freins. Comme pour tout grand système d'infrastructures industrielles nécessitant une amélioration des technologies pour atteindre la rentabilité, il faut du temps. Cela ne se décrète pas. Le développement d'électrolyseurs de grande capacité, d'infrastructures de transport, de capacités de production et de réseaux de distribution, la réduction des coûts qui ne nécessiterait pas 30 000 euros d'aide à l'achat d'un véhicule de 70 000 euros, tout cela prend du temps sans qu'il s'agisse de freins à proprement parler.

Je ne crois pas que le nucléaire soit un frein à la production d'hydrogène électrolytique. Il peut même être un moteur. Une centrale nucléaire fonctionne en base et la production d'électricité nucléaire est non carbonée. Tout électrolyseur étant alimenté par une

électricité très majoritairement d'origine nucléaire, donc non carbonée, l'hydrogène doit plutôt être conçu comme un élément positif de transition. Il faut ensuite considérer l'évolution du *mix* d'électricité dans le temps, avec la croissance de la part des énergies renouvelables non pilotables, mais c'est une autre affaire. L'enjeu est d'avoir un hydrogène non carboné. Si on fait de l'électrolyse de l'eau par de l'électricité nucléaire, on obtient un hydrogène non carboné.

**Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure.** Loin de moi l'idée que le nucléaire ne reste pas un socle intéressant pour la France. Mais dans la mesure où nous pouvons faire confiance à cette énergie qui nous a servis, l'urgence de développer autre chose est peut-être moindre.

Vous avez dit que le sujet sécurité n'avait pas vraiment été pris en compte. Pourriez-vous préciser votre pensée sur ce point ? Enfin, il ne vous a pas échappé que le transport aérien fait aujourd'hui débat. Comment voyez-vous la transition énergétique dans ce secteur ?

**M. François Kalaydjian.** L'aérien est un segment du transport fortement émetteur de CO<sub>2</sub> qui connaît aujourd'hui des réglementations spécifiques en matière d'utilisation des carburants. L'enjeu de la décarbonation du secteur aérien fera également appel à plusieurs solutions. On peut imaginer que tous les auxiliaires de puissance d'un avion soient électrifiés via des systèmes de batterie. Pour le transport proprement dit, la décarbonation interviendra par la décarbonation du carburant lui-même, c'est-à-dire par l'introduction de biocarburants. Tout cela fait l'objet de discussions actives au niveau international sur les réglementations en vigueur, dans lesquelles la direction générale de l'aviation civile (DGAC) est très impliquée. La décarbonation du secteur aérien passera principalement par la décarbonation du carburant par l'introduction de biokérosènes. À ce sujet, l'IFP Énergies nouvelles propose des technologies adaptées à la production de biocarburants dédiés à l'aviation.

**Mme Marjolaine Meynier-Millefert, rapporteure.** À quelle échéance ?

**M. François Kalaydjian.** C'est une question de déploiement de la production, mais les technologies sont aujourd'hui disponibles.

Quant à la sécurité, elle est bien maîtrisée par les réservoirs à 700 bars utilisés pour les voitures à hydrogène. Reste à prévoir des systèmes de détection de fuites, notamment dans des lieux confinés comme les parkings souterrains. Pour concevoir un déploiement de l'option hydrogène pour des véhicules particuliers, il faut traiter cette problématique et réglementer l'accès aux parkings souterrains.

**M. le président Julien Aubert.** Pour la massification de l'hydrogène dans les transports et le développement de méga générateurs, est-il plus intelligent de prévoir un plan de développement de l'électricité intermittente ou de faire du nucléaire historique ? J'ai compris qu'il faut une électricité en base et que, compte tenu des volumes d'énergie nécessaires et du facteur de charge durant 50 à 60 % du temps, l'éolien terrestre et le photovoltaïque sont implicitement exclus, à moins de les massifier énormément pour en avoir toujours, en espérant que le foisonnement tienne. Quelle serait l'électricité décarbonée nécessaire à l'introduction de l'hydrogène dans les transports ?

**M. François Kalaydjian.** Je n'entrerai pas dans la discussion sur la part de nucléaire à prévoir dans la production d'électricité. Comme vous le dites, il faut une électricité non carbonée. Imaginons le déploiement massif de l'hydrogène dans notre production énergétique.

Elle se traduirait par une demande pour les secteurs industriels. Imaginons de futures unités de sidérurgie fonctionnant à l'hydrogène. Nous aurions sans doute à résoudre quelques problèmes de matériaux, mais c'est envisageable. Nous aurions des demandes de raffinage, des demandes de production d'ammoniaque, des demandes de transport, autant de demandes à des temporalités différentes, certaines saisonnières, d'autres quotidiennes. Avec une électricité provenant uniquement d'énergies renouvelables variables, il y aurait aussi des demandes liées à la météorologie, donc des demandes à des temporalités et à des volumétries très variées. Face à cela, il y aurait une production, donc un marché à équilibrer, donc un besoin de stockage par redéploiement, comme il y a aujourd'hui du stockage de gaz naturel qui est beaucoup plus simple à gérer. De nouveaux besoins apparaîtraient par la nécessité d'équilibrer les marchés. Il y aurait un marché de l'hydrogène et une bourse de l'hydrogène. Dans cette configuration, il y aurait des capacités de stockage, donc des possibilités de lissage des intermittences des énergies renouvelables. Je mets de côté la problématique de la pondération entre nucléaire et énergies renouvelables, qui n'est pas mon sujet.

**M. le président Julien Aubert.** Vous parlez bien du stockage électrique et non du stockage via l'hydrogène ?

**M. François Kalaydjian.** Par l'hydrogène aussi. Le stockage de l'électricité se fait par l'hydrogène.

**M. le président Julien Aubert.** Mais si est en capacité de stocker massivement de l'électricité...

**M. François Kalaydjian.** Sous quelle forme ?

**M. le président Julien Aubert.** Si on a trouvé la manière de stocker l'énergie intermittente sans passer par l'hydrogène, on n'aura plus besoin de l'hydrogène.

**M. François Kalaydjian.** Votre assertion est logique mais encore faut-il avoir cette autre solution. Il existe aujourd'hui des possibilités de stockage par des unités massives de batterie, comme l'a développé Tesla en Australie. L'hydrogène est également une solution de stockage d'électricité intéressante. Des stockages de plus de 300 mégawatts de batteries engendrent d'autres problématiques.

**M. le président Julien Aubert.** Merci beaucoup pour votre participation.

*L'audition prend fin à dix heures cinq.*



**Membres présents ou excusés**

**Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique**

Réunion du jeudi 6 juin 2019 à 9 h 05

*Présents.* - M. Julien Aubert, Mme Sophie Auconie, Mme Marjolaine Meynier-Millefert

*Excusés.* - M. Christophe Bouillon, Mme Véronique Louwagie