

# HyLAW

## Document de position sur la stratégie nationale à mettre en œuvre en matière de réglementation sur l'hydrogène et ses applications - France

Auteurs(s): Christelle Werquin, Michel Junker

Contributeur(s):

Statut: [Version 1]

Diffusion: [Public]

#### Acknowledgments:

The HyLAW project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking under grant agreement No 737977. This Joint Undertaking receives support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme, Hydrogen Europe and Hydrogen Europe Research.

#### Disclaimer:

Despite the care that was taken while preparing this document, the following disclaimer applies: The information in this document is provided as is and no guarantee or warranty is given that the information is fit for any particular purpose. The user thereof employs the information at his/her sole risk and liability. The report reflects only the authors' views. The FCH JU and the European Union are not liable for any use that may be made of the information contained herein.

## Table des matières

TABLE DES MATIERES .....	3
1. INTRODUCTION ET RÉSUMÉ.....	4
1.1 Méthodologie.....	4
1.2 Contexte et résumé .....	4
Les orientations des pouvoirs publics et la vision des industriels en France .....	4
Créer un cadre réglementaire adapté .....	6
Les axes prioritaires en matière d'évolution réglementaire .....	6
2. PRODUCTION D'HYDROGÈNE .....	10
2.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel .....	10
2.2. Conclusions .....	10
2.3. Recommandations .....	11
3. STOCKAGE D'HYDROGÈNE .....	13
3.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel.....	13
3.2. Conclusions .....	13
3.3. Recommandations .....	14
4. TRANSPORT D'HYDROGÈNE.....	15
4.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel.....	15
4.2. Conclusions .....	17
4.3. Recommandations.....	17
5. DISTRIBUTION DE L'HYDROGÈNE CARBURANT .....	18
5.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel.....	18
5.2. Conclusions .....	18
5.3. Recommandations.....	19
6. INJECTION D'HYDROGÈNE DANS LES RESEAUX DE GAZ .....	20
6.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel.....	20
6.2. Conclusions .....	21
6.3. Recommandations.....	21

## 1. Introduction et résumé

### 1.1 Méthodologie

HyLaw stands for Hydrogen Law and removal of legal barriers to the deployment of fuel cells and hydrogen applications. It is a flagship project aimed at boosting the market uptake of hydrogen and fuel cell technologies providing market developers with a clear view of the applicable regulations whilst calling the attention of policy makers on legal barriers to be removed.

The project brings together 23 partners from Austria, Belgium, Bulgaria, Denmark, Finland, France, Germany, Hungary, Italy, Latvia, Norway, Poland, Romania, Spain, Sweden, Portugal, the Netherlands and United Kingdom and is coordinated by Hydrogen Europe.

Through extensive research, interviews and legal analysis, the HyLaw partners have identified the legislation and regulations relevant to fuel cell and hydrogen applications and legal barriers to their commercialization.

This National Policy Paper provides public authorities with country specific benchmarks and recommendations on how to remove these barriers.

### 1.2 Contexte et résumé

#### Les orientations des pouvoirs publics et la vision des industriels en France

L'hydrogène énergie s'inscrit pleinement dans la transition écologique et énergétique de la France : décarbonation de secteurs fortement émetteurs de gaz à effet de serre (GES), amélioration de la qualité de l'air, intégration des énergies renouvelables, enjeu d'une filière industrielle créatrice d'emplois et vecteur de développement économique des territoires.

Le 1<sup>er</sup> juin 2018, le Ministre de la Transition Ecologique et Solidaire Nicolas Hulot a officiellement marqué l'introduction de l'hydrogène dans la stratégie énergétique de la France en présentant un Plan de Déploiement de l'Hydrogène pour la Transition Energétique.

L'adoption de ce plan fait suite à une action continue des industriels de la filière visant à proposer une vision commune du développement et déploiement du vecteur hydrogène en France : incontournable pour la réussite de la transition énergétique, qui peut contribuer de façon majeure à la réalisation des objectifs de décarbonation fixés dans le Plan Climat en juillet 2017 (atteinte de la neutralité carbone à 2050, fin de vente des véhicules diesel et essence à 2040).

#### Une vision ambitieuse et réaliste du déploiement du vecteur hydrogène en France

Cette vision ambitieuse est présentée dans une étude prospective<sup>1</sup> réalisée par l'AFHYPAC et 11 partenaires industriels et le CEA, publiée en avril 2018.

A l'horizon 2050 l'hydrogène décarboné pourrait répondre à 20 % de la demande d'énergie finale, 18% du parc de véhicules, et pourrait réduire les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> de ~55 millions de tonnes, soit l'équivalent d'un tiers des réductions supplémentaires de CO<sub>2</sub> à réaliser pour combler l'écart entre les objectifs de décarbonation de la France (Plan Climat) et le scénario de référence actuel<sup>2</sup>.

L'hydrogène décarboné et les piles à combustible permettraient également de créer une industrie à part entière qui, en 2030, représenterait un chiffre d'affaires d'environ 8,5 Md€, pour plus de 40 000 emplois, et compenserait les éventuelles pertes d'emplois qui pèsent aujourd'hui notamment sur le secteur de l'automobile. En 2050, ce chiffre pourrait atteindre 40 milliards d'euros et plus de 150 000 emplois.

La mise en œuvre de cette vision placerait la France dans le peloton des pays déjà actifs dans le développement de l'hydrogène et des piles à combustible et lui permettrait de contribuer pleinement à la création de nouvelles

<sup>1</sup> / « Développons l'Hydrogène pour l'économie française » - Etude prospective – AFHYPAC (2018)

<sup>2</sup> /EU RTS scenario

opportunités économiques pour l'Europe sur les marchés de l'hydrogène en expansion partout dans le monde (Europe, Chine, Japon, Corée, etc.).

Compte tenu des atouts majeurs que pourrait apporter la France, tant en matière de production d'hydrogène et de fabrication des équipements liés, que du point de vue des composants et matériaux spécialisés, l'hydrogène pourrait ouvrir des opportunités à l'exportation de l'ordre de 6,5 Md€ à l'horizon 2030.

La réalisation de cette vision ambitieuse exige néanmoins que les industriels et le gouvernement intensifient leurs efforts pour accélérer le déploiement général des solutions hydrogène.

Au cours des dix prochaines années, environ 8 Md€ pourraient être investis sur l'ensemble de la chaîne de valeur (environ 800 M€ par an, soit 2,5 % de l'investissement global réalisé par la France en 2016 dans la décarbonation) si les conditions de leur déblocage étaient réunies. Ces investissements pourraient alors permettre de déclencher les actions nécessaires en vue de franchir les jalons suivants dans les 10 prochaines années (d'ici 2028) :

- Dans le secteur des transports : 400 stations à hydrogène de différentes tailles et 200 000 véhicules électriques à pile à combustible, avec un déploiement anticipé dans les transports publics (ex. autobus et trains) et les flottes de taxis et de véhicules utilitaires.
- Dans le secteur du bâtiment : production d'hydrogène à injecter dans le réseau de gaz naturel, pour un total équivalent à 0,5 à 1 % de la demande de gaz de ce secteur.
- Dans le secteur de l'industrie : premières utilisations de l'hydrogène décarboné dans le cadre de projets de démonstration de grande échelle portant sur l'application de l'hydrogène à la production de chaleur et comme matière première pour l'industrie (industries pétrolière, chimique voire sidérurgique)
- Augmentation de la capacité d'électrolyse, pour la porter à 0,8 - 1 GW

Pour réaliser cette ambition, il est nécessaire d'établir un cadre réglementaire adapté, stable et équitable incluant une coordination entre industriels, pouvoirs publics, secteur financier et instituts de recherche avec des politiques incitatives à long terme. L'hydrogène décarboné représente un potentiel important : son développement à grande échelle et sa compétitivité exigent donc un soutien adapté et dans la durée, tout comme pour les autres technologies émergentes.

### **Le Plan national hydrogène**

Le Plan de déploiement de l'hydrogène présenté par le Ministre de la transition écologique et solidaire (MTES) le 1<sup>er</sup> juin s'inscrit dans cette vision.

Réussir la transition énergétique implique un changement de paradigme, avec l'objectif d'une intégration croissante de la part des énergies renouvelables dans le système énergétique. Or l'hydrogène est le seul moyen de stockage en grande quantité et sur une longue durée d'énergies renouvelables par nature variables.

L'enjeu est donc de soutenir la création d'une filière française compétitive d'hydrogène décarboné, qui va répondre aux enjeux d'équilibrage des réseaux, et permettre de décarboner en premier lieu les secteurs de l'industrie et du transport, qui constituent des marchés d'absorption importants.

L'hydrogène est utilisé actuellement en France - essentiellement dans le secteur industriel -, à raison de plus de 900 000 tonnes par an en France. Aujourd'hui, l'hydrogène est produit majoritairement à partir de gaz naturel par un procédé appelé « vaporeformage », consistant à casser la molécule de méthane avec de la vapeur d'eau pour obtenir de l'hydrogène. Ce procédé émet plus de 11 Mt de CO<sub>2</sub> par an, ce qui représente près de 3% des émissions de CO<sub>2</sub> en France.

La décarbonation des modes de production d'hydrogène est donc un enjeu majeur pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, et le Plan national préconise que cette façon de produire de l'énergie prenne sa juste place dans la transition énergétique avec les objectifs suivants :

- Créer une filière industrielle décarbonée
- De nouvelles perspectives de stockage des énergies renouvelables pour les sites isolés
- Une solution zéro émission pour les transports

Pour mettre en œuvre ce plan, 100M€ doivent être mobilisés dès 2019. Ils seront gérés par l'ADEME pour permettre le déploiement de la filière et changer d'échelle.

## Créer un cadre réglementaire adapté

La mise en œuvre du Plan hydrogène et bien au-delà, la concrétisation du déploiement à grande échelle de l'hydrogène vecteur énergétique et de ses nombreux usages, nécessitera d'engager une coopération étroite entre les industriels de la filière et les pouvoirs publics pour adapter et faire évoluer le cadre réglementaire applicable.

Cette coopération est d'ores et déjà engagée par l'AFHYPAC, dans le cadre des Engagements pour la Croissance Verte, outil copiloté avec le CEA, la DGEC, le CGDD et l'ADEME. Une équipe projet Etat, composée des services de différents ministères, sera constituée pour contractualiser des engagements réciproques avec les industriels de la filière.

L'adaptation et l'évolution de ce cadre réglementaire est considéré comme un enjeu essentiel et un facteur de succès pour le déploiement de l'hydrogène et de ses applications auprès de clients utilisateurs et du grand public.

Certaines des mesures du Plan national hydrogène sont d'ailleurs clairement orientées en ce sens.

En effet, le cadre réglementaire technique, environnemental, sécuritaire et fiscal existant applicable à l'hydrogène « substance chimique » ou « gaz industriel » est bien défini, robuste et suffisant pour répondre aux besoins des principaux usages industriels actuels. En revanche, il s'avère très clairement ne pas être suffisant ni totalement adapté pour permettre un large déploiement de l'hydrogène comme vecteur d'énergie à part entière, ni pour les divers domaines d'applications impactés.

Les acteurs de la filière ont d'ores et déjà identifié les principaux besoins d'évolution et d'adaptation.

## Les axes prioritaires en matière d'évolution réglementaire

Les axes de travail prioritaires identifiés à ce jour par les acteurs de la filière et les pouvoirs publics en matière de réglementation pour le vecteur hydrogène peuvent se résumer dans leurs grandes lignes suivantes :

### Mobilité hydrogène

#### 1/ Distribution d'hydrogène en station-service

- Stations ne distribuant que de l'hydrogène

Un cadre réglementaire spécifique pour la distribution d'hydrogène en stations-service se met en place : une nouvelle rubrique ICPE est créée (rubrique ICPE 1416 : station de distribution d'hydrogène gazeux) et un Arrêté ministériel de prescriptions générales (AMPG) spécifique, publié le 22 octobre, entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2019. L'élaboration de l'AMPG par les services du MTES a été réalisée en collaboration avec les acteurs de la filière H2 représentés par l'AFHYPAC.

Après l'entrée en vigueur de cette nouvelle réglementation, il conviendra d'apprécier avec les exploitants de stations hydrogène et porteurs de projets si des adaptations ou des évolutions de cette nouvelle réglementation appliquée aux stations hydrogène sont nécessaires.

- Stations multi-carburant

Même si cet AMPG cité précédemment couvre le cas des stations multi-carburant, il conviendra de valider sur la base d'exemples concrets de stations en projet l'applicabilité de cette réglementation, le besoin d'adaptation ou de création d'une réglementation spécifique.

## 2/ Favoriser le développement de la mobilité zéro-émissions

Dans une logique de neutralité technologique, il convient de permettre le déploiement de la mobilité hydrogène en :

- Inscrivant dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie les objectifs précités du Plan national hydrogène ;
- Reprenant dans la future Loi d'Orientation des Mobilités les objectifs liés au développement de la mobilité électrique et toutes les dispositions nécessaires pour inciter les Autorités organisatrices de la mobilité et les collectivités locales à favoriser les solutions « très faibles émissions » ;
- Garantissant dans le Projet de Loi de Finances 2019 les mesures fiscales destinées à déployer la mobilité électrique (bonus-malus, suramortissement, etc.) pour tous les types de mobilité, y compris maritime et fluviale ;
- Garantissant la mise à disposition dès 2019 du Fonds de 100M€, à travers le lancement d'appels à projets, afin de permettre la réalisation des objectifs de décarbonation dans l'industrie et la mobilité.

## 3/ Lever les barrières réglementaires à la circulation et au stationnement des véhicules à hydrogène

- Stationnement des véhicules hydrogène dans les parcs de stationnement couverts  
Même si le stationnement des véhicules hydrogène n'est pas interdit dans les parcs de stationnement couverts, les services du Ministère de l'Intérieur (DGSCGC) préconisent, dans l'attente d'un retour d'expérience plus important sur le comportement de ces véhicules en cas d'incendie dans un parc couvert ou d'essais feu spécifiques, que les véhicules H2 ne stationnent pas dans les parcs couverts.  
Il convient de faire évoluer cette position. Une action en ce sens est d'ailleurs en cours par l'AFHYPAC auprès de la DGSCGC.
- Circulation des véhicules légers et lourds (Bus, camions...) dans les tunnels  
Il convient de faire clarifier par les services du MTES et par le Ministère des Transport et le Centre d'Etude des Tunnels (CETU) dans quelles conditions et pour quelles classes de tunnel, des bus ou véhicules lourds à hydrogène peuvent y circuler.

## 4/ Identifier et lever les freins et verrous dans la mobilité maritime/fluviale et ferroviaire

- Un cadre réglementaire spécifique est à construire car il n'y a pas actuellement de cadre adapté applicable pour les usages de l'hydrogène dans le secteur ferroviaire.
- Simplifier les procédures d'homologation et d'autorisation pour les différents types de bateaux embarquant de l'hydrogène, que ce soit pour des applications fluviales ou maritimes.

## Production d'hydrogène

### 1/ Production d'hydrogène par électrolyse

La production d'hydrogène par électrolyse n'émet pas d'émissions polluantes au sens de la directive IED<sup>3</sup>. Aussi, il est proposé de travailler aux côtés de la DGPR pour identifier le moyen adéquat de traiter la problématique environnementale, tout en offrant la marge de manœuvre nécessaire aux opérateurs d'électrolyseurs.

Les problématiques qui sont liées à la sécurité de ce procédé de production sont couverts par ailleurs par la rubrique ICPE 4715 (transposition de la Directive SEVESO III en droit français). Elle ne nécessite pas de couverture réglementaire supplémentaire.

<sup>3</sup> Pour en savoir plus sur la Directive IED : <http://www.installationsclassees.developpement-durable.gouv.fr/Pour-en-savoir-plus-sur-la.html>



## 2/ Traçabilité de l'hydrogène produit

Le Plan national propose de mettre en place dès 2020 un système de traçabilité de l'hydrogène, s'inscrivant dans le cadre européen (révision de la directive relative aux énergies renouvelables – « RED II »).

Les acteurs de la filière soutiennent cette recommandation et suggèrent une mise en œuvre ambitieuse. La France devra veiller à défendre les atouts dont elle dispose dans la production d'hydrogène décarboné pour la mise en œuvre du futur cadre européen des garanties d'origine et de traçabilité des carburants renouvelables produits à partir de l'électricité (articles 19 et 25 de la directive précitée). Ceci permettra aux acteurs d'identifier la qualité de leur apport à la Transition Énergétique et la limitation des émissions de CO<sub>2</sub>.

Il est proposé de :

- Créer des statuts adaptés à l'hydrogène décarboné d'une part et à l'hydrogène renouvelable d'autre part, en s'appuyant en particulier sur les travaux menés au niveau européen. Définir également des statuts correspondants pour le méthane de synthèse, basés sur des énergies renouvelables d'une part et sur des énergies décarbonées d'autre part. Ces statuts tiendront compte des attributs environnementaux de l'hydrogène et du type de source de CO<sub>2</sub>.
- Créer un système de Garanties d'Origine (GO) adapté aux statuts des différents gaz, afin de découpler la production de la consommation et permettre à tous d'accéder à ces nouveaux gaz (selon le modèle des garanties d'origine associées au biométhane), en cohérence avec les travaux de normalisation menés au niveau européen.

## 3/ Objectifs spécifiques à l'hydrogène dans les usages industriels

Le fonds de 100M€ géré par l'ADEME vise notamment à combler l'écart de coûts entre l'hydrogène produit par vaporeformage et l'hydrogène décarboné ou renouvelable produit par électrolyse, dans une optique de rendre compétitif l'hydrogène décarboné pour le secteur industriel. Cela ne suffira pas, seul, à atteindre les objectifs visés à horizon 2023.

L'objectif de 10% d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel d'ici à 2023 sera atteint en complétant ce fonds par d'autres mesures, notamment celle proposée ci-dessous :

- Rémunérer à leur juste valeur les services rendus au système électrique par les consommateurs d'électricité que sont les électrolyseurs en fonction de leur profil, quel que soit le niveau de consommation et la tension de raccordement.

Cette demande fait d'ailleurs référence à la mesure 5 du Plan national hydrogène, qui stipule : « identifier les services rendus par l'hydrogène pour leur donner une valeur. Pour la métropole continentale, RTE et ENEDIS auront pour mission d'identifier la valeur des services rendus au réseau par les électrolyseurs et les moyens existants ou à mettre en place pour valoriser ce type de service ».

## 4/ Mise en évidence de l'impact environnemental de l'hydrogène dans la réglementation relative aux gaz à effet de serre

Correspondant à la mesure 3 du Plan national hydrogène, il s'agit de pouvoir différencier l'hydrogène en fonction de son mode de production en :

- Inscrivant l'hydrogène dans la base carbone gérée par l'ADEME
- En faisant ressortir l'hydrogène comme un vecteur énergétique au même titre que l'électricité ou la vapeur, au niveau national comme à l'international

## Injection de l'hydrogène dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel

Le Plan national hydrogène demande aux acteurs de « déterminer les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène acceptables pour les réseaux » et sollicite à cette fin un rapport de la part des transporteurs, opérateurs de stockage et distributeurs de gaz naturel. Dans la perspective de l'arrivée du Power-to-Gas, qui permet la conversion de l'électricité issue des énergies renouvelables, cette mesure permettra de définir les règles techniques et les mécanismes de soutien adaptés pour l'injection de ces nouveaux gaz dans les réseaux de transport et de distribution, ainsi que pour la mise à disposition de ces gaz pour des usages locaux.



- Etablir, au même titre que le biométhane, un tarif de rachat de l'hydrogène décarboné injecté dans les réseaux de gaz naturel.

En complément du rapport intermédiaire attendu pour début 2019, la mise en opération des démonstrateurs Power-to-Gas devrait permettre d'obtenir des résultats du terrain entre 2019 et 2021. C'est notamment le cas des projets GRHYD, Jupiter1000 intégrant une étape de méthanation ou encore Méthycentre proposant un couplage d'unités de méthanisation et de méthanation. Grâce à des électrolyseurs capables de doubler leur puissance lors des périodes de pointe de production d'électricité d'origine renouvelable, ces trois projets offrent des services système aux réseaux électriques, qu'il conviendra de déterminer.

Le projet FenHyx, porté par GRTGaz, est susceptible de mobiliser les acteurs de la chaîne gazière et l'ensemble de la filière des usages gaz autour de l'étude des mélanges hydrogène/méthane. Ce projet permettra d'identifier les verrous technologiques dans le déploiement massif des solutions hydrogène et de définir les conditions d'usage des installations de Power-to-Gas.

Le « méthane de synthèse » issu de la méthanation d'hydrogène renouvelable est un moyen de fixer, transporter et d'utiliser le CO<sub>2</sub>. Il a en outre l'intérêt de pouvoir être injecté sans limite dans les infrastructures gazières évitant ainsi des coûts d'investissement y compris dans de nouvelles infrastructures électriques. Lorsqu'il aura été qualifié, notamment en fonction de l'origine du CO<sub>2</sub>, il sera pertinent de mettre en place un dispositif similaire à celui qui existe aujourd'hui pour le biométhane :

- Mettre en place des garanties d'origine pour le méthane de synthèse afin d'en assurer la traçabilité (similaires à celles sur le biométhane).

## 2. Production d'hydrogène

### 2.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel

Le cadre réglementaire national actuel fixé pour la production d'hydrogène découle de la transposition en droit français des deux directives européennes suivantes :

- La Directive SEVESO 3 ;
  - La Directive IED.
- ⇒ La Directive SEVESO 3 (DIRECTIVE 2012/18/UE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 4 juillet 2012 concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, modifiant puis abrogeant la directive 96/82/CE du Conseil), couvre les risques accidentels liés à la mise en œuvre de certaines substances chimiques. L'hydrogène y est explicitement référencé.
- ⇒ La Directive IED (directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles, dite « IED ») définit au niveau européen une approche intégrée de la prévention et de la réduction des pollutions émises par les installations industrielles et agricoles entrant dans son champ d'application.

Un de ses principes directeurs est le recours aux meilleures techniques disponibles (MTD) afin de prévenir les pollutions de toutes natures. Elle impose aux États membres de fonder les conditions d'autorisation des installations concernées sur les performances des MTD.

La directive IED remplace la directive 2008/1/CE, dite directive IPPC, relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution.

**La Directive IED couvre explicitement la « production d'hydrogène en quantité industrielle », sans mentionner de seuil applicable à cette activité.**

**Un guide d'aide à l'appréciation et qualification de la « nature industrielle » d'une production de substances soumise à la rubrique 3420 a été publié par la DG Environnement.**

La transposition de ces deux directives conduit à la situation actuelle suivante en France :

- ⇒ Pour « l'hydrogène », il existe la rubrique spécifique 4715 dans la nomenclature ICPE. Cette rubrique prévoit en fonction des quantités présentes sur un site industriel les cas suivants :
- En dessous de 100 kg d'hydrogène : pas de régime applicable ;
  - Entre 100 kg et 1 tonne (1 T) d'hydrogène : régime de la déclaration ;
  - Au-delà d'1 T : régime de l'autorisation (risques et environnement).
- ⇒ Pour la production d'hydrogène, quelle que soit le procédé de production, la procédure d'autorisation environnementale s'applique dès le premier gramme d'hydrogène produit

Une « note d'interprétation » sur l'appréciation et qualification de la nature industrielle d'une production d'hydrogène, en particulier pour le procédé d'électrolyse, a été publié par les services de la DGPR à destination des DREAL. Elle ne donne toutefois pas de d'indications sur un seuil de production en deçà duquel la procédure d'autorisation environnementale pourrait ne pas être systématiquement appliquée.

En matière de réglementation fiscale, la production d'hydrogène par électrolyse ne peut bénéficier d'une exonération partielle de TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité) que pour des quantités produites supérieures à 200 T/an.

Contrairement à ce qui existe pour l'électricité et le biométhane, il n'existe pas actuellement de cadre réglementaire national, ni européen, pour permettre une traçabilité de l'hydrogène produit en fonction de la source d'énergie primaire ou de la ressource qui sert à sa production.

### 2.2. Conclusions

Dans la pratique, le type de régime applicable à une installation de production d'hydrogène est décidé au cas par cas par la représentation régionale de l'administration nationale (DREAL). L'administration centrale (Ministère de la transition écologique et solidaire) n'a pas édicté de guide d'interprétation de la réglementation à destination des DREAL.

Dans ce contexte, les porteurs de projets (publics et privés) d'applications de l'hydrogène (mobilité, stationnaire, stockage d'énergie, industrie, etc.) sont confrontés à un risque et manquent de visibilité réglementaire pour leurs projets.

En effet, le fait qu'un projet soit soumis ou non à une procédure d'autorisation a un impact considérable sur ce projet : une procédure d'autorisation signifie des délais d'instruction longs (de 12 à 18 mois), une issue incertaine en fonction des résultats de l'enquête publique et des prescriptions de l'administration, des coûts additionnels importants pour la réalisation des études de dangers et d'impact demandés par l'administration.

Pour les projets visant la mise en œuvre de « faibles quantités » d'hydrogène (par exemple inférieure 1 T/j, ce qui serait cohérent avec la réglementation ICPE 4715), la procédure d'autorisation n'est pas adaptée et est susceptible d'être un frein au déploiement de projets de production d'hydrogène pour tout type d'application.

- ⇒ La Direction Générale de la Prévention et des Risques (DGPR, Ministère de la Transition écologique et solidaire) indique qu'une ligne directrice précisant la « notion de production en quantité industrielle » avec éventuellement un seuil pour l'hydrogène lui permettrait de transmettre des instructions « officielles » via une note d'interprétation à destination des DREAL.

Or, une analyse juridique réalisée par l'AFHYPAC avec l'appui d'un expert reconnu en droit de l'environnement aboutit à la conclusion suivante :

- ⇒ Compte-tenu de sa nature même et du fondement juridique historique de la directive IED, le procédé de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau devrait être exclu du champ d'application de la directive IED, car il n'émet pas de polluants au sens de cette directive.

D'autre part, des lignes directrices précisant des seuils pour la « notion de production en quantité industrielle » d'hydrogène devraient être publiées par la Commission européenne, ce qui n'est toujours pas le cas à ce jour.

Par ailleurs, d'un point de vue économique, le cadre fiscal n'est pas suffisamment attractif pour inciter les industriels à proposer à leur clients une offre d'hydrogène décarboné produit par électrolyse à partir d'énergies renouvelables ou à partir de biomasse, et ainsi contribuer à l'atteinte des objectifs du Plan national hydrogène pour l'industrie.

Un mécanisme de traçabilité de l'hydrogène produit par électrolyse à partir de sources d'énergies renouvelables et décarbonées et à partir de biomasse est absolument indispensable pour accompagner le déploiement de l'hydrogène décarboné dans les applications industrielles et mobiles.

## 2.3. Recommandations

### 1/ Production d'hydrogène par électrolyse

La production d'hydrogène par électrolyse n'émet pas d'émissions polluantes au sens de la directive IED<sup>4</sup>. Aussi, il est proposé de travailler aux côtés de la DGPR pour identifier le moyen adéquat de traiter la problématique environnementale, tout en offrant la marge de manœuvre nécessaire aux opérateurs d'électrolyseurs.

Les problématiques qui sont liées à la sécurité de ce procédé de production sont couverts par ailleurs par la rubrique ICPE 4715 (transposition de la Directive SEVESO III en droit français). Elle ne nécessite pas de couverture réglementaire supplémentaire.

### 2/ Traçabilité de l'hydrogène produit

Le Plan national propose de mettre en place dès 2020 un système de traçabilité de l'hydrogène, s'inscrivant dans le cadre européen (révision de la directive relative aux énergies renouvelables – « RED II »).

Les acteurs de la filière soutiennent cette recommandation et suggèrent une mise en œuvre ambitieuse. La France devra veiller à défendre les atouts dont elle dispose dans la production d'hydrogène décarboné pour la mise en œuvre du futur cadre européen des garanties d'origine et de traçabilité des carburants renouvelables produits à partir de l'électricité (articles 19 et 25 de la directive précitée). Ceci permettra aux acteurs d'identifier la qualité de leur apport à la Transition Énergétique et la limitation des émissions de CO<sub>2</sub>.

Il est proposé de :

<sup>4</sup> Pour en savoir plus sur la Directive IED : <http://www.installationsclassees.developpement-durable.gouv.fr/Pour-en-savoir-plus-sur-la.html>

- Créer des statuts adaptés à l'hydrogène décarboné d'une part et à l'hydrogène renouvelable d'autre part, en s'appuyant en particulier sur les travaux menés au niveau européen. Définir également des statuts correspondants pour le méthane de synthèse, basés sur des énergies renouvelables d'une part et sur des énergies décarbonées d'autre part. Ces statuts tiendront compte des attributs environnementaux de l'hydrogène et du type de source de CO<sub>2</sub>.
- Créer un système de Garanties d'Origine (GO) adapté aux statuts des différents gaz, afin de découpler la production de la consommation et permettre à tous d'accéder à ces nouveaux gaz (selon le modèle des garanties d'origine associées au biométhane), en cohérence avec les travaux de normalisation menés au niveau européen.

### 3/ Objectifs spécifiques à l'hydrogène dans les usages industriels

Le fonds de 100M€ géré par l'ADEME vise notamment à combler l'écart de coûts entre l'hydrogène produit par vaporeformage et l'hydrogène décarboné ou renouvelable produit par électrolyse, dans une optique de rendre compétitif l'hydrogène décarboné pour le secteur industriel. Cela ne suffira pas, seul, à atteindre les objectifs visés à horizon 2023.

L'objectif de 10% d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel d'ici à 2023 sera atteint en complétant ce fonds par d'autres mesures, notamment celle proposée ci-dessous :

- Rémunérer à leur juste valeur les services rendus au système électrique par les consommateurs d'électricité que sont les électrolyseurs en fonction de leur profil, quel que soit le niveau de consommation et la tension de raccordement.

Cette demande fait d'ailleurs référence à la mesure 5 du Plan national hydrogène, qui stipule : « identifier les services rendus par l'hydrogène pour leur donner une valeur. Pour la métropole continentale, RTE et ENEDIS auront pour mission d'identifier la valeur des services rendus au réseau par les électrolyseurs et les moyens existants ou à mettre en place pour valoriser ce type de service ».

### 4/ Mise en évidence de l'impact environnemental de l'hydrogène dans la réglementation relative aux gaz à effet de serre

Correspondant à la mesure 3 du Plan national hydrogène, il s'agit de pouvoir différencier l'hydrogène en fonction de son mode de production en :

- Inscrivant l'hydrogène dans la base carbone gérée par l'ADEME
- En faisant ressortir l'hydrogène comme un vecteur énergétique au même titre que l'électricité ou la vapeur, au niveau national comme à l'international

## 3. Stockage d'hydrogène

### 3.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel

La transposition de la directive Seveso 3 conduit à la situation actuelle suivante en France :

- ⇒ Pour l'hydrogène, il existe la rubrique spécifique 4715 dans la nomenclature ICPE. Cette rubrique prévoit en fonction des quantités présentes sous forme gazeuse et sous pression sur un site industriel les cas suivants :
- En dessous de 100 kg d'hydrogène : pas de régime applicable ;
  - Entre 100 kg et 1 T d'hydrogène : régime de la déclaration ;
  - Au-delà d'1 T : régime de l'autorisation (risques et environnement).

L'Arrêté du 12/02/98 relatif « aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 4715 » s'applique, à savoir :

Pour une installation soumise au régime de la déclaration, l'installation doit être implantée à une distance :

- d'au moins 8 m des limites de propriété ou de tout bâtiment si elle est située à l'air libre ou sous auvent ;
- d'au moins 5 m des limites de propriété ou de tout bâtiment si le local contenant l'installation est fermé.

Les distances de 8 à 5 mètres entre le bâtiment et le stockage de récipients d'hydrogène gazeux ne sont pas exigibles s'ils sont séparés par un mur plein sans ouverture, construits en matériaux incombustibles et de caractéristiques coupe-feu 2 heures, d'une hauteur minimale de 3 mètres et prolongé du stockage par un auvent construit en matériaux incombustibles et pare-flamme de degré 1 heure, d'une largeur minimale de 3 mètres en projection sur un plan horizontal. Ce mur doit être prolongé de part et d'autre et du côté du stockage par des murs de retour sans ouverture, construits en matériaux incombustibles et coupe-feu de degré 1 heure, d'une hauteur de 3 mètres et d'une longueur de 2 mètres au moins.

Ces prescriptions sont actuellement appliquées sur les sites industriels mettant en œuvre de l'hydrogène pour des usages industriels. Leur application ne pose pas de problèmes, ni de difficultés techniques particulières.

Pour l'hydrogène liquide, il existe une réglementation spécifique précisée dans la « Circulaire du 24/05/76 relative aux dépôts d'hydrogène liquide », abrogée par la Circulaire DPPR/SEI2/AL-07-0257 du 23 juillet 2007 relative à l'évaluation des risques et des distances d'effets autour des dépôts de liquides inflammables et des dépôts de gaz inflammables liquéfiés.

Les prescriptions portent essentiellement, en fonction des capacités de stockage du dépôt, sur la distance à laquelle doit être située la clôture de l'établissement (dans lequel est(sont) localisé(s) les réservoirs de stockage d'hydrogène liquide) et les immeubles et autres servitudes ou infrastructures proches du site. Ces distances peuvent être assez conséquentes en fonction de la quantité et de la nature des établissements proches. De manière générale, cette distance est de l'ordre de plusieurs dizaines de mètres. Ce qui dans les faits exclu la mise en œuvre d'un stockage d'hydrogène liquide dans un environnement urbain dense.

### 3.2. Conclusions

Les prescriptions applicables au stockage d'hydrogène gazeux et liquide sont largement mises en œuvre pour les usages « industriels » de l'hydrogène.

Dans la pratique, l'application de ces prescriptions ne posent pas de difficultés particulières aux utilisateurs d'hydrogène ou exploitants de sites industriels mettant en œuvre de l'hydrogène.

En revanche, ces prescriptions devaient être adaptées à des usages non spécifiquement industriels tels que les usages pour la mobilité (stockage d'hydrogène utilisé dans les stations de distribution d'hydrogène par exemple).

Cette évolution nécessaire aux nouveaux usages de l'hydrogène s'est traduite par la création d'une nouvelle rubrique ICPE par décret (rubrique ICPE 4716) publié le 23 octobre 2018.

### 3.3. Recommandations

[se référer au chapitre « distribution d'hydrogène en station-service].





## 4. Transport d'hydrogène

### 4.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel

Le transport d'hydrogène sur route, qui est le principal mode de transport d'hydrogène marchand, est actuellement réglementé par l'Accord ADR.

L'ADR est un accord entre les Etats contractants signataires de l'accord portant sur le transport de matières dangereuses entre ces différents Etats.

Les véhicules transportant des matières dangereuses sont contrôlés sur route dans chacun des Etats signataires en fonction de la réglementation en vigueur dans l'Etat dans lequel le véhicule est contrôlé. Cet accord a été adopté par tous les Etats de l'UE (Directive 2008/68/CE).

Dans le cadre de cet accord, l'hydrogène comprimé est classifié selon une nomenclature spécifique : code ONU n°1049 (« l'hydrogène et le méthane en mélange comprimé » est classifié sous le code ONU 2034), c'est un produit de classe 2 avec le code de classification 1F, Code étiquette 2.1, Classe de danger 23.

L'hydrogène comprimé peut-être transporté dans les contenants suivants :

- Bouteilles (récipient à pression transportable d'une capacité en eau ne dépassant pas 150 L) ;
- Cadres de bouteilles (ensemble de bouteilles attachées entre elles et reliées par un tuyau collecteur, transporté en tant qu'ensemble indissociable – contenance maximale en eau ne devant pas dépasser 3000 L) ;
- Tubes (récipient à pression transportable sans soudure d'une contenance en eau supérieure à 150 L mais inférieure à 3000 L) ;
- Fûts à pression (récipient à pression transportable de construction soudée de contenance en eau supérieure à 150 L et inférieure à 1000 L).

Les différents modes de transport sont soumis à certaines contraintes spécifiques

- Bouteilles : la pression d'épreuve des bouteilles doit être supérieure ou égale à 200 bar, et la pression d'épreuve doit être de 1,5 fois la pression de service.  
L'épaisseur des bouteilles doit être de : 3,5 mm lorsqu'elles sont en alliage à base d'aluminium ; 2 mm lorsqu'elles sont en acier. La contenance en eau d'une bouteille seule ou en cadre ne peut dépasser 85 L.  
La périodicité d'épreuve (contrôle) des bouteilles est de 10 ans. Elles doivent être contrôlées par un organisme certifié de type B ou éventuellement par les services internes de l'autorité de contrôle / d'inspection. Cette périodicité peut être portée à 15 ans pour les bouteilles en alliage à base d'aluminium si des conditions particulières de conception sont respectées.
- Le remplissage des cadres doit être réalisé dans des centres de remplissage disposant d'un système de contrôle et de suivi de la qualité documenté. L'évaluation de la conformité des bouteilles (conception et épreuves) par l'organisme de contrôle accrédité (ou le service interne de l'autorité) doit être menée selon la norme EN ISO / IEC 17020 : 2012.

Il n'y a pas de pression maximale limite imposée pour le transport d'hydrogène.

Les bouteilles, tubes, fûts à pression et cadres de bouteilles doivent satisfaire la réglementation de conception des appareils à pression et être homologués pour leur utilisation. L'hydrogène ne bénéficie pas de d'exemption à l'application de l'accord ADR, ce qui signifie que tout transport d'hydrogène, quelle que soit la quantité, est soumis à cet accord.

Disposition des bouteilles lors du transport

Lors des opérations de transport, les bouteilles peuvent être disposées comme suit, au choix :

- Couché longitudinalement dans le sens transversal du véhicule ;



- A l'avant du véhicule, placé dans le sens transversal ;
- Les bouteilles de fort diamètre (> 30 cm) peuvent être placées longitudinalement et les systèmes de protection des robinets vers le milieu du véhicule ;
- Les bouteilles couchées doivent être fixées de manière sûre et ne pas pouvoir se déplacer.
- Les bouteilles peuvent aussi être placées debout si elles sont suffisamment stables dans un dispositif approprié

#### Autres modes de transport

Les contraintes en matière de conception et de contrôle sont les mêmes que celles pour les bouteilles. Il n'y a pas de pression maximale imposée pour le transport.

Prescriptions particulières et spécifiques de sécurité pour le personnel assurant le transport :

- Formation du personnel
- Equipement avec un éclairage portatif ATEX
- Tout appareil de chauffage à combustion doit être éteint pendant les phases de chargement et déchargement
- Eviter l'accumulation d'électricité statique
- Surveillance et garage du véhicule à l'écart si le volume de marchandise dépasse 10 000 kg ou 3000 L

#### Cas particulier du transport des hydrures métalliques

La réglementation ADR ne s'applique pas aux dispositifs de stockage et de production d'énergie électrique (exemples : piles à lithium, condensateurs électriques, condensateurs asymétriques, dispositifs de stockage à hydrures métalliques, piles à combustible, etc.) :

- Installés dans un véhicule effectuant une opération de transport et destinés à sa propulsion ou au fonctionnement d'un de ses équipements ;
- Contenus dans un équipement, pour le fonctionnement de cet équipement utilisé ou destiné à une utilisation pendant le transport (par exemple un ordinateur portable).

Les hydrures métalliques qui sont répertoriés spécifiquement dans l'ADR sont les suivants :

- Hydrure de magnésium (n° ONU 2010) ;
- Hydrures métalliques hydro-réactifs N.S.A (n° ONU 1409) ;
- Hydrures métalliques inflammables N.S.A (n° ONU 3182).

Les hydrures peuvent être transportés dans différents types d'emballages dans des conditions précises, en particulier dans des récipients à pression. (cas par exemple des hydrures utilisés pour le stockage d'hydrogène). Les spécifications sont données en Annexe 1 du règlement ADR.

Les contraintes spécifiques listées dans l'ADR sont les suivantes :

- Les matériaux utilisés pour les emballages et récipients sous pression de transport doivent être compatibles avec les produits et substances contenus ;
- Les contraintes de conception, contrôle et homologation sont identiques à celles des réservoirs sous pression contenant des gaz ;
- Les hydrures métalliques inflammables ne peuvent pas être transportés dans des emballages de type « sacs ».

L'accès aux tunnels des véhicules transportant des matières dangereuses, dont l'hydrogène, dépend de la classification du tunnel. Cette classification est établie par l'administration compétente (Ministère des Transports) pour chaque tunnel en fonction de ses caractéristiques. Le cas de l'hydrogène comme carburant pour véhicules (véhicules particuliers, bus, véhicules utilitaires, véhicules lourds) n'est pas spécifiquement traité dans la réglementation actuelle.

## 4.2. Conclusions

Le transport d'hydrogène sur route est actuellement couvert par la réglementation sur le transport de matières dangereuses (réglementation ADR) qui est adaptée pour les besoins de transport d'hydrogène marchand pour des usages industriels et pour les usages liés à la mobilité (approvisionnement des stations hydrogène en hydrogène gazeux par exemple).

Même si la réglementation ADR n'est pas censée s'appliquer aux matières et produits utilisés pour l'alimentation en combustible ou énergie des véhicules, une clarification pour le cas des nouveaux usages de l'hydrogène pour la mobilité serait utile, en particulier pour les véhicules de type bus et véhicules lourds. En effet, les quantités d'hydrogène embarqués peuvent dépasser plusieurs dizaines de kilos et il pourrait être considéré par les autorités qu'il faille appliquer la réglementation ADR à ces modes de transport, ce qui en compliquerait l'utilisation au quotidien et leur accès à certaines infrastructures (exemple : tunnels, parcs de stationnement couverts, etc.).

## 4.3. Recommandations

La réglementation actuelle pour le transport d'hydrogène sur route convient aux besoins de la filière pour le transport de l'hydrogène pour les besoins industriels et mobiles et ne nécessite pas, à ce jour, d'évolutions ou d'adaptations particulières identifiées.

En revanche, il conviendrait de préciser les modalités d'application de la réglementation actuelle pour le transport de matière dangereuses à l'accès aux tunnels, et autres environnements confinés, des véhicules de type bus et véhicules lourds qui embarquent à bord des quantités d'hydrogène sous pression plus importantes que les véhicules particuliers (de l'ordre de 20 kg ou plus).

En effet, la réglementation actuelle est floue sur les modalités d'application de la réglementation ADR. Il faut à tout prix éviter une interprétation au cas par cas selon les ouvrages et infrastructures de transport que ces véhicules seront amenés à utiliser en cours d'exploitation au quotidien.

## 5. Distribution de l'hydrogène carburant

### 5.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel

En concertation avec les acteurs de la filière hydrogène, la Direction générale de la prévention des risques (DGPR) du Ministère de la Transition écologique et solidaire a engagé courant 2017 des travaux visant à proposer une réglementation spécifique pour la distribution d'hydrogène en station-service.

Ces travaux ont débouché sur la publication le 22 octobre 2018 :

- d'un décret portant la création d'une nouvelle rubrique de la nomenclature ICPE (rubrique n°1416) spécifique à la distribution d'hydrogène en station-service pour véhicules ;
- d'un Arrêté Ministériel de prescriptions générales (AMPG) précisant les prescriptions d'implantation (distance d'isolement des différents équipements de la station par rapport aux limites de propriété du site de la station, en particulier pour les bornes de distribution d'hydrogène) et d'ordre technique auxquelles les stations devront se conformer.

Le régime réglementaire prévu est celui de « la déclaration avec contrôle », qui est moins contraignant en matière de délais d'instruction que celui de l'autorisation.

Les impératifs de sécurité vis-à-vis de l'espace public et l'intérieur de la station ont été pris en compte selon des scénarios de risques qui ont fait l'objet de modélisation spécifiques. Le scénario majorant retenu est celui de la rupture d'un flexible de distribution d'hydrogène sous pression avec inflammation instantanée de l'hydrogène libéré.

Cette réglementation couvrira les stations :

- qui distribuent un hydrogène à une pression de livraison allant jusqu'à 700 bars et à un débit maximal de 120 g/s d'hydrogène ;
- qui distribuent un hydrogène à des débits de livraison inférieurs à 20 g/s.

Cela couvre, selon les standards actuels, les stations de remplissage pour les véhicules particuliers et les bus

Elle ne s'appliquera pas aux stations qui délivrent moins de 2 kg/j d'hydrogène (cas des stations pour les vélos à assistance électrique à hydrogène).

Cette réglementation couvre également le cas de la distribution d'hydrogène dans une station distribuant d'autres carburants. Même si dans ce cas, les prescriptions prévues se limitent à fixer la distance d'isolement entre les bornes de distribution d'hydrogène et celles des autres carburants.

La nouvelle réglementation s'applique également aux stations de distribution d'hydrogène déjà en service et à celles qui disposent d'ores et déjà d'un permis de construire. Un délai de 36 mois leur sera accordé pour qu'elles puissent se mettre en conformité. Il apparaît d'ores et déjà que pour un nombre très limité de stations, cette mise en conformité pourra poser des difficultés de faisabilité, en particulier pour le respect des distances d'isolement prescrites. Un travail complémentaire est à mettre en œuvre avec l'administration pour adapter les modalités de la mise en conformité aux différentes stations impactées.

L'entrée en vigueur de l'AMPG est le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

### 5.2. Conclusions

Le « vide réglementaire » qui subsistait jusqu'à présent pour la distribution d'hydrogène en stations-services est désormais comblé par une nouvelle réglementation spécifique. Le régime applicable permettra un déploiement des stations hydrogène avec des délais d'instruction réduits. Cela permettra un déploiement des infrastructures de distribution d'hydrogène dans un cadre réglementaire « sécurisé » et « lisible » par tous les acteurs publics et privés de la filière.

L'application de ce premier cadre réglementaire pour la distribution d'hydrogène devra néanmoins prouver sa « robustesse » et son applicabilité pour les prochaines stations qui seront déployées. Une analyse du retour

d'expérience de l'application de cette réglementation devra être réalisée avec les porteurs de projets afin d'évaluer si des évolutions ou adaptations sont nécessaires.

Les cas d'application de la réglementation qui devront être traités spécifiquement sont les suivants :

- Les stations existantes et disposant d'un permis de construire ;
- Les stations multicarburants.

### 5.3. Recommandations

#### Stations ne distribuant que de l'hydrogène

L'élaboration de l'AMPG par les services du MTES a été réalisée en collaboration avec les acteurs de la filière hydrogène représentés par l'AFHYPAC.

Après l'entrée en vigueur de cette nouvelle réglementation, il conviendra d'apprécier avec les exploitants de stations hydrogène et porteurs de projets si des adaptations ou des évolutions de cette nouvelle réglementation appliquée aux stations hydrogène sont nécessaires.

#### Stations multi-carburant

Même si cet AMPG cité précédemment couvre le cas des stations multi-carburant, il conviendra de valider sur la base d'exemples concrets de stations en projet l'applicabilité de cette réglementation, le besoin d'adaptation ou de création d'une réglementation spécifique.

## 6. Injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz

### 6.1. Résumé et aperçu du cadre réglementaire actuel

Le cadre réglementaire actuel applicable pour l'injection de gaz autres que le gaz naturel dans les réseaux de transport et de distribution est celui régi par le Décret n°2004-555 du 15 juin 2004 relatif aux prescriptions techniques applicables aux canalisations et raccordements des installations de transport, de distribution et de stockage de gaz, qui stipule que :

Les transporteurs et distributeurs de gaz naturel, les exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié et les titulaires de concessions de stockage de gaz naturel élaborent les prescriptions techniques mentionnées au cinquième alinéa de l'article 21 et au I de l'article 22 de la loi du 3 janvier 2003 que doivent respecter les opérateurs et les fournisseurs de gaz.

Ces prescriptions doivent assurer l'interopérabilité des réseaux et ne permettre aucune discrimination dans les conditions d'accès à ceux-ci. Elles ont pour objet de garantir la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la sûreté de fonctionnement des réseaux, conformément aux règles édictées notamment par les décrets du 23 mai 1962, du 15 octobre 1985 et du 12 avril 1999 susvisés.

Les prescriptions techniques portent sur :

- les caractéristiques de conception et de construction des canalisations : nature des matériaux, diamètre, longueur, pression maximum en service ;
- les caractéristiques des ouvrages de raccordement : nature des matériaux, mode d'assemblage, nature des équipements de sécurité ;
- les caractéristiques des matériels de comptage ;
- les caractéristiques requises du gaz aux points d'entrée dans les réseaux ainsi qu'aux raccordements aux différentes installations : composition du gaz, pouvoir calorifique supérieur, aptitude à la combustion, température, pression, épuration, odeur ;
- les conditions d'exploitation, de contrôle et de maintenance des installations ;
- les procédures d'intervention.

#### Les Spécification techniques du gestionnaire du réseau de transport (GRTgaz)

En application du décret n°2004-555 du 15 juin 2004, GRTgaz a publié ses prescriptions techniques. Celles-ci fixent, en particulier, les caractéristiques physico-chimiques qui doivent être respectées pour :

- Le gaz naturel injecté sur le réseau de transport ;
- Les gaz injectés autres que le gaz naturel.

Ces spécifications portent pour le gaz naturel sur : le pouvoir calorifique supérieur, l'indice de wobbe, la densité, le point de rosée eau, le point de rosée hydrocarbures, la teneur en soufre total, la teneur en soufre mercaptique, la teneur en soufre H<sub>2</sub>S + COS, la teneur en CO<sub>2</sub>, la teneur en tetrahydrothiophène (THT), la teneur en O<sub>2</sub>, les impuretés.

En complément des spécifications précédentes, les gaz autres que le gaz naturel doivent satisfaire avant injection les spécifications complémentaires portant sur la teneur maximale de certains gaz et éléments chimiques. Pour l'hydrogène, la teneur avant injection doit être inférieure à 6 % molaire.

Selon la nature du gaz à injecter, la teneur maximale d'autres composés pourra être spécifiée en fonction du risque de détérioration des ouvrages de GRTgaz. GRTgaz peut demander à recueillir l'avis favorable d'une autorité compétente et légitime sur le territoire du point d'injection, attestant que le gaz à injecter ne présente pas de risque pour la santé publique, l'environnement et la sécurité des installations. L'obtention de cet avis est à la charge de l'Opérateur amont.

En cas de remise en cause ultérieure de cet avis par l'autorité précitée, GRTgaz devra être informé dans les quinze jours calendaires par lettre recommandée avec accusé de réception.

Cette remise en cause suspend de plein droit et sans formalité d'aucune sorte l'acceptation par GRTgaz du gaz à injecter et entraîne l'interruption immédiate de l'injection.

### Contraintes sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS)

Compte tenu du risque de variations importantes du PCS des gaz autres que du gaz naturel, l'Opérateur amont présentera à GRTgaz les dispositions retenues pour éviter les fluctuations du PCS de nature à perturber le fonctionnement des installations des clients connectés à son réseau.

### Spécifications techniques du gestionnaire du réseau de distribution GrDF

Les prescriptions sur les propriétés physico-chimiques du gaz naturel ou d'autres gaz injectés sur le réseau de distribution sont identiques à celle du gestionnaire du réseau de transport.

Il n'y a donc pas aujourd'hui de cadre réglementaire spécifique technique et fiscal applicable à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de transport et de distribution de gaz.

## 6.2. Conclusions

Le cadre réglementaire technique et fiscal actuel applicable à l'injection de gaz autres que le gaz naturel dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel n'est pas adapté pour le déploiement des projets d'injection d'hydrogène produit à partir d'énergies renouvelables ou de biomasse, ni pour les besoins des projets Power-to-Gas. Une évolution et adaptation de ce cadre réglementaire est donc indispensable, si les objectifs de déploiement envisagés dans le plan national hydrogène doivent être atteints.

Au-delà des travaux réglementaires sur les aspects techniques, les enjeux tarifaires seront également à considérer :

En effet, les acteurs industriels de la filière et les pouvoirs publics devront s'accorder sur une approche commune et partagée des hypothèses de coûts d'investissement et d'exploitation des installations de production d'hydrogène, et de la fiscalité applicable aux sources d'énergies et ressources utilisées, pour pouvoir justifier d'un tarif de valorisation acceptable pour tous : le tarif d'achat du gaz injecté, si c'est le modèle choisi, doit permettre de couvrir les coûts d'investissement et garantir une rentabilité des projets, tel que c'est le cas actuellement pour les projets de production d'énergies renouvelables, d'injection de biométhane ou autres bénéficiant de tarifs d'achat et de rémunérations variables.

L'approche « nationale » d'évolution de la réglementation tarifaire et fiscale semble devoir être privilégiée, car il n'y a pas d'homogénéité sur ce point actuellement au niveau européen et les délais pour arriver à une approche homogène risquent d'être trop longs pour garantir une viabilité des projets par rapport aux objectifs de déploiement fixés dans le plan national.

## 6.3. Recommandations

Le Plan national hydrogène demande aux acteurs de « déterminer les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène acceptables pour les réseaux » et sollicite à cette fin un rapport de la part des transporteurs, opérateurs de stockage et distributeurs de gaz naturel. Dans la perspective de l'arrivée du Power-to-Gas, qui permet la conversion de l'électricité issue des énergies renouvelables, cette mesure permettra de définir les règles techniques et les mécanismes de soutien adaptés pour l'injection de ces nouveaux gaz dans les réseaux de transport et de distribution, ainsi que pour la mise à disposition de ces gaz pour des usages locaux.

- Etablir, au même titre que le biométhane, un tarif de rachat de l'hydrogène décarboné injecté dans les réseaux de gaz naturel.

En complément du rapport intermédiaire attendu pour début 2019, la mise en opération des démonstrateurs Power-to-Gas devrait permettre d'obtenir des résultats du terrain entre 2019 et 2021. C'est notamment le cas des projets GRHYD, Jupiter1000 intégrant une étape de méthanation ou encore Méthycentre proposant un couplage d'unités de méthanisation et de méthanation. Grâce à des électrolyseurs capables de doubler leur puissance lors des périodes de pointe de production d'électricité d'origine renouvelable, ces trois projets offrent des services système aux réseaux électriques, qu'il conviendra de déterminer.

Le projet FenHyx, porté par GRTgaz, est susceptible de mobiliser les acteurs de la chaîne gazière et l'ensemble de la filière des usages gaz autour de l'étude des mélanges hydrogène/méthane. Ce projet permettra d'identifier les verrous technologiques dans le déploiement massif des solutions hydrogène et de définir les conditions d'usage des installations de Power-to-Gas.

Le « méthane de synthèse » issu de la méthanation d'hydrogène renouvelable est un moyen de fixer, transporter et d'utiliser le CO<sub>2</sub>. Il a en outre l'intérêt de pouvoir être injecté sans limite dans les infrastructures gazières évitant ainsi des coûts d'investissement y compris dans de nouvelles infrastructures électriques. Lorsqu'il aura été qualifié, notamment en fonction de l'origine du CO<sub>2</sub>, il sera pertinent de mettre en place un dispositif similaire à celui qui existe aujourd'hui pour le biométhane :

- Mettre en place des garanties d'origine pour le méthane de synthèse afin d'en assurer la traçabilité (similaires à celles sur le biométhane).





