



(ID Modèle = 454913)

Ineris - 207086 - 2750112 - v2.0

12/08/2025

## **Etat des lieux des technologies de détection Hydrogène utilisées dans l'industrie**

## **PRÉAMBULE**

Le présent document a été réalisé au titre de la mission d'appui aux pouvoirs publics confiée à l'Ineris, en vertu des dispositions de l'article R131-36 du Code de l'environnement.

La responsabilité de l'Ineris ne peut pas être engagée, directement ou indirectement, du fait d'inexactitudes, d'omissions ou d'erreurs ou tous faits équivalents relatifs aux informations utilisées.

L'exactitude de ce document doit être appréciée en fonction des connaissances disponibles et objectives et, le cas échéant, de la réglementation en vigueur à la date d'établissement du document. Par conséquent, l'Ineris ne peut pas être tenu responsable en raison de l'évolution de ces éléments postérieurement à cette date. La mission ne comporte aucune obligation pour l'Ineris d'actualiser ce document après cette date.

Au vu de ses missions qui lui incombent, l'Ineris, n'est pas décideur. Les avis, recommandations, préconisations ou équivalents qui seraient proposés par l'Ineris dans le cadre des missions qui lui sont confiées, ont uniquement pour objectif de conseiller le décideur dans sa prise de décision. Par conséquent, la responsabilité de l'Ineris ne peut pas se substituer à celle du décideur qui est donc notamment seul responsable des interprétations qu'il pourrait réaliser sur la base de ce document. Tout destinataire du document utilisera les résultats qui y sont inclus intégralement ou sinon de manière objective. L'utilisation du document sous forme d'extraits ou de notes de synthèse s'effectuera également sous la seule et entière responsabilité de ce destinataire. Il en est de même pour toute autre modification qui y serait apportée. L'Ineris dégage également toute responsabilité pour chaque utilisation du document en dehors de l'objet de la mission.

Nom de la Direction en charge du rapport : DIRECTION INCENDIE DISPERSION EXPLOSION

Rédaction : DEBUY Veronique

Vérification : GENTILHOMME OLIVIER; JOUBERT LAURIS

Approbation : TRUCHOT BENJAMIN - le 12/08/2025

## Table des matières

1	Contexte .....	4
2	Introduction .....	5
3	Contexte d'utilisation .....	6
4	Règlementation .....	7
5	Retour d'expérience sur les accidents et incidents liés à l'hydrogène .....	8
6	Propriétés de l'hydrogène et risques associés .....	11
7	Systèmes de détection de fuite hydrogène .....	14
8	Synthèse des technologies de détection de l'hydrogène .....	16
9	Conclusion .....	24
10	Références.....	25

# 1 Contexte

Dans le cadre du développement de nouvelles activités liées à la transition énergétique, la maîtrise des risques joue un rôle primordial dont la détection gaz est un maillon essentiel. La variété des installations et des technologies mises en œuvre soulève des questions quant aux différentes solutions possibles permettant de détecter efficacement la présence de certains gaz. L'hydrogène apparaît en particulier comme incontournable du fait du développement des applications et installations dans les domaines du stockage d'énergie, de la mobilité ou du transport.

En 2021, L'ADEME a publié, dans le cadre d'une étude réalisée par l'INERIS, un guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène [1]. Ce guide a pour objectif d'aider les acteurs de la filière hydrogène (fabricants ou utilisateurs), à identifier les procédures d'évaluation de la conformité et de certification, relatives à la sécurité, qui s'appliquent aux composants et systèmes à hydrogène en vue de leur mise sur le marché. Les enjeux de sécurité des systèmes à hydrogène, liés à ses propriétés d'inflammabilité en cas de fuite, mais aussi de diffusion au sein des matériaux, doivent être pris en compte en essayant, d'une part, de limiter les risques mais aussi de détecter une fuite éventuelle au plus vite.

Cela soulève des questions sur la nécessité d'installer des capteurs, la technologie de capteurs à utiliser selon l'application pour assurer la sécurité des biens et des personnes.

## 2 Introduction

Afin d'aider les différents acteurs de la filière hydrogène et les inspecteurs, cette étude propose de recenser les technologies de détection hydrogène, qui sont utilisées ou pourraient être utilisées, dans les applications hydrogène.

Après un bref rappel du contexte d'utilisation et de la réglementation, un retour sur l'accidentologie hydrogène est réalisé en citant quelques exemples d'accidents en lien avec la détection hydrogène. La sécurité hydrogène est ensuite abordée, en présentant les propriétés de l'hydrogène et les risques associés. Les objectifs et recommandations générales de performance des systèmes de détection de fuite hydrogène sont également rappelés.

La synthèse des technologies de l'hydrogène est présentée, en listant les caractéristiques des technologies et leurs limites, ainsi que l'utilisation possible dans l'industrie.

### 3 Contexte d'utilisation

L'hydrogène est actuellement utilisé dans des contextes d'utilisation très variés.

A ce jour, l'hydrogène est très majoritairement utilisé par l'industrie chimique (production d'ammoniac, raffinage d'hydrocarbures, traitement des matériaux, ...).

L'hydrogène peut être utilisé dans :

- le domaine de l'énergie : production d'hydrogène, compression, stockage, production d'électricité (pile à combustible, groupe électrogène, etc.) ;
- le secteur automobile (hydrogène carburant, station-service hydrogène) ou les équipements industriels non routiers (chariots élévateurs, engins de chantier) ;
- mais également dans des applications à différents stades de développement comme les trains, navires ou avions.

La détection peut être nécessaire en espace confiné de différentes tailles, avec ou sans ventilation, par exemple pour des applications containerisées de stockage d'hydrogène, un cadre fermé de bouteilles d'hydrogène (sous 300 bars de pression), mais également pour des électrolyseurs abrités dans un bâtiment.

La détection peut également être installée en milieu ouvert, par exemple, en station-service hydrogène.

Le gaz à détecter peut être l'hydrogène seul ou un mélange hydrogène / méthane. Le gaz de fond est souvent de l'air mais il peut être également l'azote ou un autre gaz (hélium par exemple).

Ces équipements sont susceptibles de fuir en fonctionnement normal (perméation) et/ou en cas d'accident (rupture, fuite, perte de confinement, ...). La détection est idéalement installée pour repérer au plus vite ces fuites.

Certains capteurs sont également développés spécifiquement pour certaines applications hydrogène (par exemple pour les applications automobiles).

## 4 Règlementation

La réglementation et les normes applicables à l'hydrogène sont abordées en détail dans le guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène [1], classé par type d'équipement.

Concernant les détecteurs de gaz à hydrogène, les normes suivantes s'appliquent :

Référence	Titre Remarque
ISO 26142 : 2010	<b>Détecteurs d'hydrogène - Applications fixes</b> <i>Norme de performance : spécifie les exigences et les méthodes d'essais pour les détecteurs d'hydrogène utilisés dans des applications fixes. Il est précisé que les appareils de détection d'hydrogène utilisés dans les zones dangereuses doivent être conformes à IEC 60079-0 et aux parties pertinentes des normes de la série IEC 60079.</i>
NF EN 60079-29-1 : 2016	<b>Atmosphères explosives - Partie 29-1 : détecteurs de gaz - Exigences d'aptitude à la fonction des détecteurs de gaz inflammables</b> <i>Norme de performance générale pour les détecteurs de gaz inflammables.</i>
NF EN 50270 : 2016	<b>Compatibilité électromagnétique - Appareils de détection et de mesure de gaz combustible, de gaz toxique et d'oxygène</b> <i>L'exigence à cette norme est incluse dans la norme NF EN 60079-29-1</i>
NF EN 50271 : 2018	<b>Appareils électriques de détection et de mesure des gaz combustibles, des gaz toxiques ou de l'oxygène - Exigences et essais pour les appareils utilisant un logiciel et/ou des technologies numériques.</b> <i>L'exigence à cette norme est incluse dans la norme NF EN 60079-29-1</i>
NF EN 60079-29-2 : 2018	<b>Atmosphères explosives Partie 29-2 : détecteurs de gaz - Sélection, installation, utilisation et maintenance des détecteurs de gaz inflammables et d'oxygène</b> <i>Ce document donne des lignes directrices et des recommandations pratiques pour la sélection, l'installation, l'utilisation en toute sécurité et la maintenance des matériels électriques de groupe II destinés à une utilisation dans des applications de sécurité sur des sites industriels et commerciaux [...]</i>
NF EN 60079-29-3 : 2014	<b>Atmosphères explosives - Partie 29-3 : détecteurs de gaz - Recommandations relatives à la sécurité fonctionnelle des systèmes fixes de détection de gaz</b> <i>Ce document donne des recommandations sur la conception et la mise en œuvre d'un système fixe de détection de gaz, comprenant des équipements associés et/ou périphériques de détection de gaz, permettant de détecter des gaz/vapeurs inflammables et de l'oxygène dans le cadre d'une application relative à la sécurité conformément à la NF EN 61508 et à la NF EN 61511.</i>
PR NF EN IEC 60079-29-0	<b>Atmosphères explosives - Partie 29-0 : détecteurs de gaz - Exigences générales et méthodes d'essai, et parties supplémentaires possibles</b> <i>Ce projet de norme vise à remplacer, entre autre, la partie 29-1 de la série des normes 60079.</i>

## 5 Retour d'expérience sur les accidents et incidents liés à l'hydrogène

Concernant l'accidentologie de l'hydrogène, il existe des bases de données recensant les accidents. Les principales bases de données sur les accidents et événements sont notamment :

- La base ARIA, éditée par le BARPI<sup>1</sup>. Une synthèse<sup>2</sup>, publiée en 2009, recense 215 accidents. Depuis, 134 autres accidents liés à l'hydrogène sont répertoriés dans la base ARIA jusqu'à octobre 2022.
- La base de données HIAD 2.0, accessible via le JRC, recense plus de 700 événements liés à l'hydrogène (accidents, incidents et quasi-accidents). Ses sources sont des bases de données françaises (ARIA, ASN), européennes (eMARS) et internationales (OHSA, CBS, NTSB, NRC, RISCAD, ADRC). Le EHSP<sup>3</sup> exploite régulièrement la base de données HIAD sur le site <https://www.h2tools.org/lessons>, afin de tirer des leçons des incidents passés et formule des recommandations.

Les principaux secteurs d'activités concernés par les accidents impliquant de l'hydrogène sont ceux dans lesquels l'hydrogène est produit ou utilisé (chimie, raffinage, transport, conditionnement, industrie nucléaire) et ceux où l'hydrogène est généré accidentellement (métallurgie et travail des métaux, assainissement, traitement des déchets, récupération).

84% des accidents sont des incendies et/ou explosions. Les 16% restants concernent des fuites d'hydrogène non enflammées, des emballements de réaction sans explosion ou des phénomènes de corrosion générant de l'hydrogène.

Les conséquences peuvent être des dommages matériels (94%), humains (57%) et perte d'exploitation (42 %). Dans 4 % des cas, la population a dû être évacuée, cependant les dommages humains (morts ou blessés graves ou non graves) concernent principalement les employés des sites.

Parmi les causes probables recensées, la défaillance d'équipement est prépondérante (41%), sont cités également l'erreur humaine (15%), le défaut de conception (13%), la maintenance inadéquate (10%), le non-respect des procédures opérationnelles standard (9 %), l'incompatibilité des matériaux (4%), le mélange inflammable en espace confiné (3%), le manque d'équipement de détection hydrogène (3 %), etc.

A titre d'illustration, quelques exemples d'accidents graves sont donnés ci-dessous. Il ressort de ces exemples qu'une meilleure connaissance des propriétés de l'hydrogène, des risques liés à l'hydrogène et une détection gaz appropriée pourraient permettre d'anticiper les risques et d'éviter les accidents ou d'en réduire les conséquences.

### **EXPLOSION D'HYDROGÈNE ET FLASH FIRE DE POUSSIÈRE DE FER DANS UNE USINE DE MÉTAUX EN POWDRE**

Les opérateurs d'une usine de production de métaux en poudre ont entendu un sifflement près de l'un des fours de l'usine et ont déterminé qu'il s'agissait d'une fuite de gaz dans la tranchée située sous les fours. La tranchée contenait des tuyaux d'écoulement d'hydrogène, d'azote et d'eau de refroidissement ainsi qu'un tuyau de ventilation pour les fours.

Le personnel de maintenance a supposé que la fuite était de l'azote ininflammable car il y avait eu récemment une fuite de tuyauterie d'azote ailleurs dans l'usine. [...] Ils ont déterminé que la fuite se trouvait dans une zone que le pont roulant ne pouvait pas atteindre, et ont donc utilisé un chariot élévateur à fourche équipé d'une chaîne pour retirer les plaques dans cette zone.

<sup>1</sup> Bureau pour l'Analyse des Risques et Pollutions Industriels

<sup>2</sup> [Accidentologie de l'hydrogène - La référence du retour d'expérience sur accidents technologiques \(developpement-durable.gouv.fr\)](#)

<sup>3</sup> European Hydrogen Safety Panel

Des témoins oculaires ont déclaré que lorsque la première plaque de tranchée a été arrachée de sa position par le chariot élévateur, la friction a créé des étincelles suivies immédiatement d'une puissante explosion. Plusieurs jours après l'explosion, les enquêteurs du Chemical Safety Board (CSB) ont observé un grand trou (~8x18cm) dans une section corrodée de la tuyauterie d'évacuation de l'hydrogène à l'intérieur de la tranchée.

Lorsque le mélange hydrogène-air dans la tranchée partiellement ouverte a explosé, la surpression qui en a résulté a dispersé de grandes quantités de poussière de fer provenant des chevrons et d'autres surfaces dans l'usine, et une partie de cette poussière s'est ensuite enflammée. Des témoins oculaires ont rapporté que des braises tombaient en pluie et allumaient des flash fire de poussière de fer dans la zone. La visibilité était si faible en raison de la poussière et de la fumée que même avec une lampe de poche, il était impossible de voir à plus de 3 ou 4 pieds. Trois employés de l'usine sont finalement décédés des suites de brûlures, alors qu'ils portaient des vêtements censés être résistants aux incendies instantanés. Deux autres ont été blessés par inhalation de fumée. [...]

#### **ARIA 53772 : EXPLOSION D'HYDROGENE DANS UNE STATION-SERVICE (10/06/2019)**

Vers 17h30, une explosion et un incendie se produisent dans une station-service de distribution d'hydrogène, ouverte en 2016 à Kjørbo en Norvège. L'hydrogène est produit sur place via un électrolyseur. Les services de secours arrivent sur site 7 minutes après l'explosion. Un périmètre de 500 m est mis en place. Deux routes sont fermées à la circulation durant 2h30. L'incendie est maîtrisé et déclaré sous contrôle par les secours 2h30 après l'accident.

Le souffle de l'explosion a causé le déclenchement des airbags de véhicules situés à proximité. Trois personnes sont légèrement blessées. Le ravitaillement en hydrogène est arrêté dans le pays. Les constructeurs de véhicules à hydrogène mettent en attente la livraison de véhicules neufs. Les stations du constructeur, qu'elles soient de même technologie ou non, sont provisoirement arrêtées durant le temps de l'enquête en Europe, aux États-Unis et en Corée du Sud.

Après 17 jours d'enquête, l'exploitant identifie la fuite d'hydrogène au niveau de l'unité de stockage d'hydrogène à haute pression (réservoirs cylindriques normalement opérés à 950 bar). Un couple de serrage insuffisant sur les vis de la bague située entre la bride du raccord et l'une des bouteilles aurait engendré une fuite, d'abord de l'ordre de 0,04 g/s durant quelques heures, puis, à la suite de la rupture d'un joint, d'un rejet d'hydrogène de l'ordre de 1,5 à 3 kg en 3 secondes. Le nuage d'hydrogène et d'air, hautement explosif a explosé et pris feu en plein air (aucun équipement / capacité n'a explosé). Des investigations sont toujours menées pour identifier la source d'ignition de ce nuage.

Ce système de montage n'est présent que sur les stations européennes du constructeur (4 en Norvège, 3 en Islande, 3 en Allemagne). L'exploitant programme des inspections sur toutes ses unités de stockage à haute pression d'hydrogène en Europe afin de vérifier le bon couple de serrage de ces raccords. Il met à jour ses procédures de montage et améliore la qualité des contrôles (double vérification). Il étudie la possibilité d'améliorer la détection des fuites d'hydrogène et d'éviter les sources d'ignition dans l'environnement de ses sites (surfaces planes et pas de graviers, meilleure ventilation). Après réalisation de son plan d'action, l'exploitant prévoit de remettre en service ses stations de distribution américaines et sud coréennes durant l'été et à partir de septembre pour les européennes.

#### **ARIA 169 : EXPLOSION D'UN RESERVOIR DANS UNE USINE CHIMIQUE (09/08/1989)**

Dans une usine chimique, des travaux de meulage doivent être menés sur un réservoir ayant contenu de l'acide sulfurique. Toutes les procédures travaux (neutralisation de boues restantes par du carbonate, mesures d'oxygéno-métrie-explosimétrie en divers endroits) sont correctement effectuées. Au début de l'opération, une déflagration se produit à l'intérieur du réservoir. Un mort et 2 blessés graves sont à déplorer. Le réservoir est partiellement détruit. Cette explosion est due à la présence d'hydrogène (100 g) dans une zone morte où aucune mesure n'a été faite. L'hydrogène provient de la corrosion du fer du réservoir par l'acide sulfurique.

**ARIA 36628 : EXPLOSION D'UN RESERVOIR H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> DANS UNE USINE CHIMIQUE (4/08/2009)**

Un réservoir de 100 m<sup>3</sup> d'acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) vide explose à 9h15 sur un site chimique classé SEVESO seuil haut. Installé en surplomb de sa cuvette de rétention à plusieurs mètres de hauteur, ce réservoir "F2" est projeté et retombe à proximité. Il entraîne l'échafaudage installé pour sa maintenance, provoquant la chute de 3 ouvriers dont 2 sous-traitants. Deux sont blessés gravement : un employé de l'usine victime d'un traumatisme crânien après une chute d'une dizaine de mètres et un sous-traitant, retrouvé coincé par le bac et l'échafaudage, sévèrement atteint au visage par la projection de la meuleuse qu'il utilisait. [...]

Devant être réparé début août après sa vidange, le bac est rincé à l'eau durant le week-end du 2/08, puis un sous-traitant installe l'échafaudage pour l'intervention : accès au réservoir, platinage d'isolement du procédé... Un employé de l'usine, accompagné de 2 sous-traitants, monte alors sur le bac pour en ouvrir le trou d'homme. Une explosion se produit quand l'employé utilise une meuleuse pour cisailer les boulons grippés.

L'accident semble être consécutif à l'accumulation d'hydrogène (H<sub>2</sub>) au sommet de la cuve et dû à l'allumage du mélange inflammable formé avec l'air lors du sectionnement avec une meuleuse de boulons corrodés du trou d'homme du dôme. Le bac est déchiré sur la moitié de la circonférence de la liaison virole / fond, ses ancrages ont été arrachés. La cuve n'avait été rincée qu'une fois ; ceci renforce l'hypothèse du rinçage insuffisant de la cuve provoquant l'attaque acide du métal avec dégagement d'H<sub>2</sub>. Les expertises métallurgiques réalisées sur ce bac montrent une corrosion interne accentuée en partie basse du réservoir. Ceci confirme la corrosion subite de la paroi par de l'acide dilué générant une production d'hydrogène.

Le retour d'expérience disponible fait état de plusieurs explosions d'H<sub>2</sub> après attaque de réservoirs en acier à l'acide dilué dans d'autres usines (ARIA 169, 22278, 31082, ...).

## 6 Propriétés de l'hydrogène et risques associés

L'hydrogène, ou plus exactement le dihydrogène (H<sub>2</sub>), est gazeux à température et pression ambiante. Il est inodore et incolore. Il est toxique lorsque sa concentration dans l'air est importante où il provoque une asphyxie par manque d'oxygène (anoxie). Il n'est naturellement présent qu'à l'état de trace dans l'atmosphère.

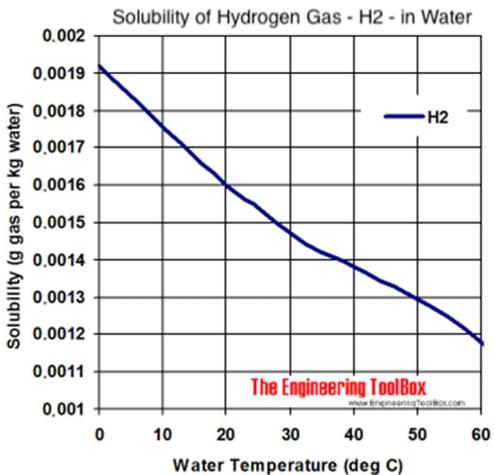
Les principales propriétés physico-chimiques de l'hydrogène entraînent des risques particuliers. Ces propriétés et les risques associés sont reportés dans le Tableau 1.

Les principaux dangers associés à l'hydrogène sont les incendies et les explosions en cas de fuite et, en cas de contact avec le liquide ou la vapeur d'ébullition froide, les engelures et les brûlures. L'hydrogène, tant à l'état liquide que gazeux, est particulièrement sujet aux fuites en raison de sa faible viscosité et de sa faible masse moléculaire.

Propriétés	Valeur	Risques associés
<b>Masse molaire</b>	2,016 g/mol	Sa faible masse molaire et sa petite taille le rendent particulièrement sujet aux fuites C'est le plus léger des gaz, il peut s'accumuler en partie haute d'un volume et ne pas être détecté au centre ou en bas
<b>Masse volumique du gaz</b>	0,08342 kg/m <sup>3</sup> à 20°C / 1 atm	
<b>Masse volumique du liquide</b>	70,61 kg/m <sup>3</sup> au point d'ébullition	Bien que la vapeur d'hydrogène soit plus lourde que l'air aux températures existantes après évaporation d'un déversement liquide, à des températures supérieures à - 250°C la vapeur d'hydrogène devient plus légère que l'air, ce qui rend le nuage flottant <sup>4</sup> .
<b>Température d'ébullition</b>	-252,8 °C à 1 atm	Le contact de la peau avec l'hydrogène liquide ou le gaz qui s'en dégage peut provoquer des brûlures thermiques, voire des gelures (congélation des tissus). Les événements et vannes des réservoirs de stockage peuvent être gelés et obturés par l'accumulation de glace formée par l'humidité de l'air. Une pression excessive peut alors rompre le réservoir et libérer une quantité d'hydrogène potentiellement dangereuse. Si l'hydrogène liquide est confiné, par exemple, dans un tuyau entre deux vannes, il risque de se réchauffer à la température ambiante et de provoquer une augmentation significative de la pression. La pression d'un volume d'hydrogène liquide, piégé à 1 bar, passe à 1930 bar lorsqu'il est réchauffé à 21°C (294 K).
<b>Viscosité</b>	8,7098E-5 Po à 15°C	Sa faible viscosité (2 fois plus faibles que l'air) le rend particulièrement sujet aux fuites <sup>5</sup> . Les fuites sont inversement proportionnelles à la viscosité
<b>Coefficient de diffusion dans l'air</b>	0,61 cm <sup>2</sup> /s	Le taux de diffusion de l'hydrogène dans l'air est environ 3,8 fois plus rapide que celui de l'air, l'hydrogène se diffuse donc très rapidement.

<sup>4</sup> Voir le document G-095A de l'American National Standards Institute (ANSI) / American Institute of Aeronautics and Astronautics (AIAA), Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems, pour plus d'informations

<sup>5</sup> Du seul fait de sa faible viscosité, le taux de fuite de l'hydrogène liquide est environ 100 fois supérieur à celui du carburant JP-4, 50 fois supérieur à celui de l'eau et 10 fois supérieur à celui de l'azote liquide.[6]

Propriétés	Valeur	Risques associés
<b>Solubilité dans l'eau</b>	1,5 10 <sup>-5</sup> mol/mol à 15°C	
		
<b>Température d'auto-inflammation</b>	560°C à 1 atm	Le principal danger lié à l'utilisation de l'hydrogène chaud (560 à 3300°C) est qu'une fuite importante à des températures supérieures à la température d'auto-inflammation entraînera presque toujours un flash fire. La température d'auto-inflammation est généralement nécessaire pour qu'un mélange H <sub>2</sub> -air s'auto-enflamme à pression atmosphérique. Toutefois, des auto-inflammations se sont produites à des pressions de 0,2 à 0,55 bar à proximité d'hydrogène chaud et ont provoqué un flash fire.
<b>Limites d'explosibilité ou inflammabilité dans l'air</b>	LIE <sup>6</sup> 4%v/v LSE <sup>7</sup> 75 à 77%v/v selon les sources	L'hydrogène est un gaz extrêmement inflammable et réactif. Il brûle avec une flamme pratiquement invisible qui peut causer de sévères brûlures. La visibilité de la flamme peut être accrue par la présence d'impuretés ou de poussières entraînées dans la fuite.
<b>Energie minimale d'inflammation dans l'air</b>	0,017 mJ dans l'air 0,003 mJ dans l'oxygène pur	Cette Energie Minimale d'inflammation (EMI) est très faible (10 à 100 fois plus faible que les vapeurs d'hydrocarbure). A titre de référence, une étincelle invisible ou une étincelle électrostatique produite par une personne est de l'ordre du mJ.

<sup>6</sup> LIE : Limite inférieure d'Explosivité

<sup>7</sup> LSE : Limite Supérieure d'Explosivité

Propriétés	Valeur	Risques associés
<b>Réaction chimique</b>	Le fer comme les principaux métaux usuels (zinc, aluminium) est attaqué par les acides dilués avec dégagement d'hydrogène selon la réaction : $\text{Fe} + 2\text{H}^+ \leftrightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{H}_2$	Le risque d'explosion d'hydrogène peut exister dès qu'une corrosion acide de métaux suffisamment importante est observée.  Une concentration en hydrogène localement supérieure à la LIE, par exemple, dans une zone morte ou au niveau supérieur d'une capacité, peut ainsi engendrer un risque d'explosion lors de travaux réalisés sur un réservoir.
	H <sub>2</sub> dégrade les métaux et les alliages	La fragilisation des métaux et des alliages et l'attaque par l'H <sub>2</sub> peuvent provoquer, à terme, des fuites ou des ruptures d'équipements. Les analyses de risques lors des phases de conception ne sont pas à négliger, tout comme les procédures d'entretien et de maintenance.
<b>Autres propriétés</b>	Valeur	Commentaire
<b>Conductivité thermique</b>	0,174 W m <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup> à 20°C	Propriété utilisée pour les capteurs à technologie catharométrique  Conductivité thermique élevée par rapport à l'air (0,025 W m <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup> ) ou l'azote (0,0234 W m <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup> )
<b>Vitesse du son</b>	1 300 m/s à 25°C	Propriété utilisée pour les capteurs à technologie acoustique  Vitesse du son élevée par rapport à l'air (346 m/s à 25°C)

Tableau 1 : Propriétés de l'hydrogène et risques associés

## 7 Systèmes de détection de fuite hydrogène

La performance d'un système de détection de fuite d'hydrogène est liée, en premier lieu, à son efficacité, c'est-à-dire sa capacité à remplir la fonction de sécurité qui lui est confiée. En second lieu, cela doit être réalisé dans un temps cohérent avec les objectifs de sécurité du système. Enfin le système installé doit être testé et maintenu afin de rester opérationnel dans le temps.

Ces 3 points sont abordés ci-dessous.

Pour plus d'information, le lecteur pourra se reporter au Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de l'usage des détecteurs de gaz ponctuels fixes [2] .

### **Efficacité**

Un système performant de détection et de surveillance de l'hydrogène doit donner un avertissement lorsque la condition maximale acceptable a été dépassée. Cette condition acceptable doit encore se situer dans la plage de sécurité, et l'avertissement devrait indiquer qu'un problème existe. Les alarmes visuelles et/ou sonores devraient être conçues dans le système pour indiquer des concentrations dangereuses.

Les détecteurs portables ne doivent pas être utilisés comme détecteurs de gaz pour les installations qui nécessitent que le personnel soit éloigné pendant le fonctionnement. Les détecteurs de gaz portables sont utiles pour la détection locale de fuites et la protection du personnel.

Des détecteurs d'hydrogène fiables et bien placés sont impératifs pour une installation fonctionnant en toute sécurité.

Les détecteurs d'hydrogène doivent, dans la mesure du possible, être placés au-dessus des points de fuite possibles. Il est important de s'assurer que les unités de détection de gaz ne sont pas ou ne deviennent pas des sources d'inflammation.

La détection des fuites d'hydrogène liquide par la seule observation n'est pas adéquate. Bien qu'un nuage de gaz et d'humidité gelés puisse être visible, un tel nuage n'est pas un indicateur fiable de la présence d'hydrogène.

Le nombre et la répartition des points de détection et le temps nécessaire pour arrêter l'hydrogène à sa source doivent être basés sur des facteurs tels que le taux de fuite estimé, le temps de réponse du détecteur, la ventilation et la taille de la zone à surveiller. Un seul point d'échantillonnage ne permet pas, en général, une détection adéquate.

Lors de la conception d'un système de détection, toutes les sources possibles de fuite d'hydrogène à surveiller doivent être répertoriées et évaluées. Une justification valable doit exister pour décider de ne pas surveiller une source de fuite possible.

Pour garantir que toute fuite d'hydrogène ne contourne pas les détecteurs de l'installation, ces derniers doivent faire partie de la conception et de l'installation du système. Il est possible d'envisager l'utilisation de hottes pour acheminer une fuite à travers le détecteur, qui doit être positionné pour préférentiellement indiquer une détection de zone plutôt qu'une détection de point.

La performance de ces détecteurs dépend de l'emplacement des capteurs et de la fuite, ainsi que de la direction du vent. Le nombre de capteurs doit être adéquat pour la zone.

Dans les équipements sous enveloppe à vide, les détecteurs ne sont pas nécessaires car les fuites d'hydrogène peuvent être détectées par la perte de vide, la formation de givre, la formation d'air solide<sup>8</sup> ou la diminution de la température de la paroi extérieure.

La norme NF M58-003, « Installation des systèmes mettant en œuvre l'hydrogène », préconise de régler les seuils d'alarme à :

- Une concentration inférieure ou égale à 1% v/v H<sub>2</sub> (25%LIE) pour le déclenchement des systèmes d'alarme sonores et/ou visuels et la mise en place ou augmentation de la ventilation (démarrage d'un ventilateur ou ouverture de trappes vers l'extérieur) ;
- Une concentration inférieure ou égale à 2% v/v H<sub>2</sub> (50%LIE) doit arrêter la fuite d'hydrogène par isolement en amont du/des points de fuite et supprimer les sources électriques d'inflammation par mise hors tension.

---

<sup>8</sup> L'air gazeux se solidifie en le refroidissant à -216 °C sous vide, (à la pression à 25 millibars, soit 40 fois moins que la pression atmosphérique).

## **Temps de réponse**

Le temps de réponse d'un système de détection d'hydrogène, constitué par un détecteur de gaz, un système de traitement et des actionneurs, est l'intervalle de temps entre le moment où le détecteur est soumis à une variation de concentration de gaz et le moment où la fonction de sécurité assurée par ce système barrière est réalisée dans son intégralité. Ces durées de mise en sécurité dépendent donc du temps de déclenchement d'alarme du détecteur de gaz et des temps de mises en œuvre des actions de sécurité (fermeture d'une vanne, etc...).

Le temps de réponse d'un détecteur de gaz (information donnée par les fabricants dans les spécifications techniques) est le temps entre le moment où le capteur est mis en présence d'une concentration de gaz et le moment où l'indication de la mesure de concentration donnée par le détecteur atteint un certain pourcentage de l'indication finale correspondant à cette concentration. Ce pourcentage est souvent pris égal à 90 % (t90) ou bien 50 % (t50).

Ainsi le temps de déclenchement de l'alarme, pour un détecteur dont la gamme de mesure est 100%LIE, sera identique au temps de réponse t50 si la concentration présente est égale à 50%LIE et si l'alarme est réglée à 25%LIE, le temps de déclenchement de l'alarme sera identique à t90 si la concentration présente est 50%LIE et l'alarme est réglée à 45%LIE. Toutefois ces mesures étant souvent déterminées en mode dynamique (à l'aide de la coiffe de calibrage), les temps peuvent être différents en mesure en ambiance (mode de mesure statique).

Des exemples de mesures de temps de réponse et temps de déclenchement des alarmes de détecteurs à technologie catalytique sont donnés dans le Tableau 2 (issu du rapport Ineris [Synthèse des résultats de l'étude sur les détecteurs de gaz inflammables à poste fixe en situation accidentelle](#)).

## **Maintenabilité et testabilité**

Enfin, pour assurer une performance acceptable, les systèmes de détection d'hydrogène doivent être calibrés sur le terrain lors de l'installation, puis vérifiés et/ou recalibrés à une périodicité en accord avec les instructions du fabricant et l'utilisation, une périodicité initiale d'au plus 6 mois est recommandée. Cette périodicité pourra être modulée en fonction du suivi de la vérification.

Le déclenchement des moyens de ventilation et des moyens d'isolement doivent être vérifiés tous les ans (norme NF M58-003).

Toutes les opérations de tests et de maintenance doivent être tracées pour chaque installation.

## 8 Synthèse des technologies de détection de l'hydrogène

Les capteurs jouent un rôle important dans la détection précoce des situations potentiellement dangereuses liées aux rejets indésirables d'hydrogène. Plusieurs technologies pour détecter l'hydrogène sont disponibles et le choix d'une technologie par rapport à une autre dépend essentiellement de l'application et de l'objectif de détection de la chaîne de sécurité.

Les technologies présentées dans ce rapport sont celles qui sont actuellement utilisées dans l'industrie, celles qui pourraient être utilisées car elles ont été mises sur le marché récemment ou celles qui pourraient s'avérer intéressantes pour la détection d'hydrogène si les performances annoncées sont confirmées par des essais ou si la technologie se développe pour être adaptée à la détection en milieu industriel.

Les principes de fonctionnement des technologies ne sont pas détaillés dans ce document ; le lecteur pourra se référer aux documents [3] et [4] s'il souhaite en savoir plus sur les principes de fonctionnement.

Pour chaque technologie présentée, les caractéristiques connues (ou indiquées par les fabricants) sont indiquées, ainsi que les limites de la technologie et les domaines d'utilisation actuels ou potentiels. Pour certaines technologies, ces informations peuvent être incomplètes par manque d'information des fabricants.

La technologie catalytique est la plus courante et la plus utilisée pour la détection des gaz combustibles et en particulier l'hydrogène. Le temps de réponse de ce type de capteur est relativement court pour l'hydrogène. A noter que le développement de micro-capteurs à technologie catalytique permet de réduire la taille des capteurs, leur consommation et surtout le temps de réponse de manière significative.

Les autres technologies ont toutes des caractéristiques et limites qui pourront convenir dans certaines applications et pas dans d'autres.

Ces technologies sont recensées dans le tableau 2. Il permet d'identifier l'intérêt d'une technologie ou d'une autre selon le besoin de l'utilisateur. Des photos de capteurs commercialisés peuvent illustrer la technologie, ces exemples ne sont évidemment pas exhaustifs.

Certaines technologies récentes (MPS ou technologie hybride Calorimétrique non isotherme et catalytique) dont les performances sont encore assez mal connues sont également citées.

D'autres technologies de détection pourraient également être envisagées pour la détection d'hydrogène dans certains cas particuliers, ne sont pas citées dans le tableau 2 :

- La mesure de température par thermocouple (mesure ponctuelle) ;
- Mesure par fibre optique (mesure de température ou acoustique) dans des applications de fuite de canalisation d'hydrogène par exemple [5] .

Il convient de se rapporter aux caractéristiques de ce type de capteurs, afin d'évaluer si la technologie est adaptée à l'application envisagée.

Technologie Type appareil	Caractéristiques	Limites	Utilisation / remarques
<p><b>Catalytique</b> <b>Appareils Fixe</b></p>  <p><i>MSA Ultima X5000</i></p>  <p><i>Det-tronics CGS 505 +FlexVu UD10</i></p>	<p>Gamme mesure 0-100%LIE (0-4%v/vH<sub>2</sub>) Précision : 2 à 5% LIE selon les appareils <b>Temps de réponse</b> pour 5 détecteurs calibrés hydrogène du marché<sup>9</sup> Constructeurs</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas de données pour 2 appareils sur 5</li> <li>- t50 : 4-7s, t90 : 10 à 25s</li> </ul> <p>Mesures Ineris</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- t50 : 3-7s, t90 : 6-13s conforme aux données des constructeurs pour H<sub>2</sub> lorsqu'elles existent</li> <li>- Temps de déclenchement d'alarme pour une concentration de 50%LIE <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alarme 20%LIE 2-6 s</li> <li>- Alarme 40%LIE 4-10 s</li> </ul> </li> </ul> <p>Température de fonctionnement -25°C à +55°C a minima mais souvent plus étendue Humidité de fonctionnement : &lt; 95-99%RH non condensée. Tension d'alimentation : 24V DC ou 230V AC.</p>	<p>Non sélectif ; mesure tout type d'hydrocarbure gaz ou vapeurs. Nécessite a minima 10% d'oxygène pour détecter l'hydrogène. Influence possible de la température, humidité, pression (dépend des appareils) Le sulfure d'hydrogène et le silicone sont des poisons catalytiques connus et susceptibles d'être présents dans des environnements où des gaz inflammables peuvent être émis Les appareils à combustion catalytique actuellement disponibles peuvent être affectés par de grandes concentrations d'hélium gazeux.</p>  <p><b>DRAEGER Polytron 5200</b></p>  <p><b>Teledyne Oldham Simtronics OLCT100 XP</b></p>	<p>Tout type d'application de détection hydrogène Tous les fabricants historiques (Det-tronics, Draeger, Honeywell, MSA, Teledyne Oldham Simtronics, etc), propose au moins un modèle de capteur catalytique H<sub>2</sub>. Les modèles sont en général ATEX, mais tous :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ne sont pas adaptés pour H<sub>2</sub> en zone ATEX : le marquage ATEX doit comporter l'indication IIC<sup>10</sup> ou IIB + H<sub>2</sub></li> <li>- ne sont pas conformes aux normes de performance pour l'hydrogène (souvent méthane et/ou propane uniquement). L'information est donnée dans le certificat ATEX. A minima, le capteur doit être testé comme autre gaz afin de vérifier sa courbe de réponse à l'hydrogène.</li> </ul> <p>Exemple de centrale de détection MX32 + capteurs OLCT10<sup>11</sup> (non ATEX), proposé par un spécialiste batteries industrielles et salles de charge batteries.</p> 

<sup>9</sup> Rapport Ineris [Synthèse des résultats de l'étude sur les détecteurs de gaz inflammables à poste fixe en situation accidentelle](#)

<sup>10</sup> Voir [ATEX pour les néophytes](#) et [ATEX - Certification européenne](#) pour plus d'information

<sup>11</sup> A noter qu'il existe des modèles ATEX dans cette série : OLC10 (capteur catalytique passif) et OLCT10N (détecteur numérique catalytique)

Technologie Type appareil	Caractéristiques	Limites	Utilisation / remarques
<p><b>Microcapteur catalytique</b> <b>Appareils fixes (applications spécifiques)</b></p> <p><b>Appareil portables</b></p>	<p><b>Gamme mesure 0-4%v/vH<sub>2</sub></b> <b>Précision initiale 10%</b> <b>Temps de réponse t<sub>80</sub> &lt; 2 s</b> Tension d'alimentation : 5V DC, 12V DC ou 24V DC ±10% Consommation électrique : &lt; 1.5 W Température de fonctionnement -35°C- ou -25°C à 85°C ou +65°C Humidité de fonctionnement : &lt; 95%RH non condensée</p> <p>Dimensions : 62×49×22,5 mm ou 35 x45x20 mm Masse : 20 à 58 g</p> <p><b>Gamme mesure 0-100%LIE</b> <b>Gaz cible CH<sub>4</sub> et hydrogène</b> <b>Précision non indiquée pour H<sub>2</sub></b> <b>Temps de réponse t<sub>90</sub> &lt; 20 s (CH<sub>4</sub> à 20°C)</b> Température de fonctionnement -40°C à +60°C Pression de fonctionnement 600 à 1200 mbar Humidité de fonctionnement : 0 à 95%RH non condensé Dimensions : 20,3×20,3x10 mm Certifié ATEX pour H<sub>2</sub>.</p>	<p>Non sélectif ; mesure tout type d'hydrocarbure gaz ou vapeurs.</p> <p>Nécessite une quantité minimale d'oxygène pour fonctionner</p> <p>Le sulfure d'hydrogène et le silicone sont des poisons catalytiques connus et susceptibles d'être présents dans des environnements où des gaz inflammables peuvent être émis</p> <p>Tous les appareils ne sont pas certifiés ATEX</p> <div data-bbox="1205 726 1391 869" data-label="Image"> </div> <p><i>FIGARO Module pré-calibré CGM6812-B00 (0-14 000ppm H<sub>2</sub>, -10°C à +60°C)</i></p>	<p>Voitures particulières, Autobus et camions, Motos, scooters résidentiels, dispositifs de stockage d'énergie industriels</p> <p>Exemple de micro-capteur catalytique pour application automobile (fabricant japonais NISSHA-FIS, revendeur italien GVZ Components)</p> <div data-bbox="1803 391 2110 603" data-label="Image"> </div> <p>Micro capteur 1LEL75M intégré dans détecteurs portables Honeywell, inclut filtre interne pour éliminer l'H<sub>2</sub>S (1000 ppm hr) et un filtre en fibre de carbone pour améliorer la résistance aux silicones. ATEX Ex da ia IIC Ga<sup>12</sup></p> <p><i>Ce capteur pourrait être utilisé dans des appareils fixes.</i></p> <div data-bbox="1870 758 2087 933" data-label="Image"> </div>

<sup>12</sup> Certificats DEMKO 16 ATEX 1557U et IECEx ULD 16.0016U

Technologie Type appareil	Caractéristiques	Limites	Utilisation / remarques
Hybride Calorimétrique non isotherme et catalytique	<p><b>Gamme mesure 0-100%LIE</b>  <b>Gaz cible hydrogène, pas d'interférence aux gaz méthane, éthane de 0 à 100%v/v, propane de 0 à 30%v/v, CO2 1%v/v, et d'autres gaz (Cf. fiche technique)</b>  <b>Fonctionne à 1%v/v O2</b>  <b>Temps de réponse 5 s</b>  <b>Précision non indiqué (résolution 0,25%LIE, seuil de détection 1%LIE)</b>  Tension d'alimentation : 12V DC  Température de fonctionnement -10°C à +50°C (-40 à +20°C en option)  Dérive du zéro en température 0.1% LIE/°C  Humidité de fonctionnement : 0 à 100%RH  <b>Peu sensible à l'empoisonnement aux silicones (perte de 12 à 15% de sensibilité après 1heure)</b>  Dimensions : Ø20 x21 mm</p>	<p>Ce capteur étant nouveau (mai 2021 pour la documentation technique), ses limites ne sont pas connues  Les tests ont été réalisés avec un débit minimal de 50 cm<sup>3</sup>/min, les performances pourraient varier en fonctionnement par diffusion naturelle de l'hydrogène</p>	<p>Micro capteur spécifique hydrogène du fabricant FES Sensor Technology GmbH<sup>13</sup> type H2-CNI 0V et H2-CNI 1V</p>  <p><i>Capteur et boîtier certifié ATEX / IECEx zone 1 pour H2<sup>14</sup> à intégrer dans un appareil ou une application.</i></p>
Catharométrique (conductivité thermique) Appareils fixes	<p><b>Gamme mesure 0-100%v/v H2, 0-50%v/v, 0-10%v/v</b>  <b>Minimum détectable 0,1%v/v (2,5 %LIE)</b>  <b>Précision : &lt; ± (0,2 % PE + 3% lecture)</b>  Gamme de température -30°C - +55°C  Gamme de pression : 0,8 - 1,3 Bar (en standard)  Tension d'alimentation 12 – 24 V</p>	<p>Non sélectif ; mesure tout type de gaz ou vapeurs dont la conductivité thermique est différente de l'air (ou autre gaz de fond)  Influence possible de la température, humidité, pression (dépend des appareils)  Faible sensibilité dans la gamme 0-4%v/v (0-100%LIE), les microcapteurs catharométriques sont à privilégier dans ce cas (ils sont plus sensibles et ont des temps de réponse plus courts).</p>	<p>Capteurs destinés à être installés sur des lignes de mesure de gaz  Ou  Mesure de fortes concentrations en H<sub>2</sub></p>

<sup>13</sup> <https://www.fes-sensor.com/fr>

<sup>14</sup> Certifié ATEX II 2 G Ex db IIC T4 Gb ; Certifié IECEx Ex db IIC T4 Gb ; Ta = -20 °C to +60 °C

Technologie Type appareil	Caractéristiques	Limites	Utilisation / remarques
<b>Catharométrie micro-capteur</b>	<p><b>Gamme mesure 0-100%v/v H<sub>2</sub></b>  <b>Minimum détectable 0,1%v/v (2,5%LIE)</b>  <b>Précision : &lt; ± (0,2% PE + 3% lecture)</b>  <b>Temps de réponse : qq secondes</b>            Gamme de température -30-55°C ou 0-50°C            Gamme de pression : 0,8 - 1,3 Bar (en standard)            Tension d'alimentation 12 – 24 V DC ou 220 V AC</p>	<p>Non sélectif ; mesure tout type de gaz ou vapeurs dont la conductivité thermique est différente de l'air (ou autre gaz de fond)            Influence possible de la température, humidité, pression (dépend des appareils)</p>  <p><i>XENSOR - Capteur XEN-5320-CAN-ATEX</i></p>	<p>Diverses applications possibles            Utilisé dans les salles de charge de batterie aux USA</p>  <p><i>SBS-H2 hydrogen gas detectors kit(USA)</i></p>
<b>Electrochimique</b>   <p><i>Buveco<sup>15</sup> ST450EC (0-1000 ppm ou 0-4%v/v H<sub>2</sub>)</i></p>  <p><i>Honeywell Satellite XT</i></p>	<p><b>Gamme de mesure 0-200 ppm à 0-10 000 ppm (soit 0-1%v/v ou 0-25%LIE) ou 0-2% à 0-4%v/v (0-100%LIE)</b>  <b>Précision : 5% relatif</b>  <b>Temps de réponse t50 : 10 s, t90 : 30 s</b>            Gamme de température -25 (ou -20) à +40°C (ou +50°C)            Gamme d'humidité 5 à 99 (ou 15 à 95) % HR non condensé            Tension d'alimentation 24 VDC</p>	<p>Grande sensibilité à des faibles concentrations d'hydrogène. Toutefois, l'inconvénient de cette extrême sensibilité est que les capteurs électrochimiques peuvent être détruits s'ils sont exposés à des niveaux de concentration en H<sub>2</sub> dépassant leur gamme de mesure, ce qui peut nécessiter leur remplacement.            Sélectivité modérée ; très sensible au monoxyde de carbone et sensible aux hydrocarbures            Possible influence de la température, humidité, pression atmosphérique (dépend des appareils)            Nécessite un minimum d'oxygène pour fonctionner            Temps de réponse lent            Durée de vie restreinte (~2 ans)            Dessèchement de l'électrolyte possible à basse hygrométrie            Plage de température restreinte à cause de l'électrolyte liquide</p>	<p>Capteurs destinés à détecter les fuites de H<sub>2</sub> dans les salles de batteries, stations de charge et autres environnements industriels.</p>  <p><i>CTi - CG-H2-EC hydrogen sensor (USA)</i></p>

<sup>15</sup> Buveco gas detection BV, a Consilium Group Company

Technologie Type appareil	Caractéristiques	Limites	Utilisation / remarques
<p><b>MPS (MOLECULAR PROPERTY SPECTROMETER™)</b></p>  <p><i>NevadaNano Capteur MPS</i></p>	<p><b>Gamme mesure 0-100%LIE</b>  <b>Précision : ± 5% LIE pour H2</b>  <b>Temps de réponse t90 &lt; 20s</b></p> <p>Utilise un algorithme breveté basé sur les propriétés thermodynamiques des gaz pour indiquer une concentration précise et classer le gaz inflammable (ex : Class1 hydrogène, Class 2 mélange hydrogène, Class 3 méthane/gaz naturel etc.).</p> <p>Gamme de température -40°C à +75°C  Consommation 29 mW  Calibration usine pour 15 gaz inflammables et/ou mélange  Immunité aux poisons  Durée de vie 15 ans  Certifié sécurité intrinsèque ATEX zone 0.</p>  <p><i>GVZ Components - MLD Hydrogen gas detector</i></p>	<p>Peu de caractéristiques et de limites indiquées dans la documentation du fabricant.</p> <p>Le capteur peut répondre aux gaz non inflammables suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Une concentration d'oxygène ambiante (20,95 %O<sub>2</sub>) a peu ou pas d'effet sur la réponse du capteur mais une concentration d'oxygène supérieure à 21,8%O<sub>2</sub> donne une réponse d'environ 1,1%LIE / %O<sub>2</sub> (ex : pour une concentration d'oxygène de 30%O<sub>2</sub> dans l'air, le capteur indique une réponse de 9,7%LIE).</li> <li>- Une concentration de CO<sub>2</sub> supérieure à 5000 ppm engendre une réponse du capteur de 1,7%LIE / 1000 ppm CO<sub>2</sub>.</li> </ul>  <p><i>Crowcon – Détecteur fixe Xgard Bright avec capteur MPS</i></p>	<p>Tout type d'application H<sub>2</sub>.</p> <p>Ce nouveau capteur de gaz inflammable MPS, développé par la société américaine NevadaNano, est intégré dans différents appareils (fixe ou portable). Il est présenté comme étant à la base de la prochaine génération de détection de gaz combustible. Le capteur peut détecter une douzaine de gaz combustibles dont l'Hydrogène et afficher sa concentration en %LIE réel (TrueLEL™). Il est capable de mesurer la concentration en %LIE pour un gaz pur ainsi que pour les mélanges multigaz, y compris l'H<sub>2</sub>. Ce type de capteur, pourrait, permettre de détecter l'H<sub>2</sub> seul mais aussi des mélanges CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>, qui sont difficilement mesurables de façon différenciée actuellement.</p> <p><i>Ce capteur nécessite des essais pour valider les performances annoncées et évaluer ses limites</i></p>

Technologie Type appareil	Caractéristiques	Limites	Utilisation / remarques
<p data-bbox="199 220 465 247"><b>Acoustique ultrason</b></p>  <p data-bbox="203 491 470 518">Groveley GDU-INCUS</p>  <p data-bbox="253 850 418 900">DET-TRONICS FLEXSONIC</p>  <p data-bbox="232 1161 441 1219">MSA GASSONIC OBSERVER-I</p>	<p data-bbox="495 220 976 312"><b>Détection à distance du « bruit » émis par une fuite de gaz mesurée dans la gamme des ultrasons (20 à 100 kHz)</b></p> <p data-bbox="495 320 853 347"><b>Gamme de mesure 0-100 dB</b></p> <p data-bbox="495 355 969 383"><b>Temps de réponse rapide quelques s</b></p> <p data-bbox="495 391 976 483">Nécessite généralement une pression minimale de fuite de 2 bar (détecteurs fixes)</p> <p data-bbox="495 491 976 549">Intègre un système d'autotest (appareils fixes)</p> <p data-bbox="495 557 976 707">Les appareils portables sont 100 à 1000 fois plus sensibles que les appareils fixes. Les appareils à base de camera intègrent plusieurs microphones permettant de localiser la fuite.</p>  <p data-bbox="663 746 860 804">DRAEGER POLYTRON 8900</p>  <p data-bbox="611 1257 976 1315">HONEYWELL      Searchzone Sonik</p>	<p data-bbox="999 220 1294 247">Détection de tout type de gaz</p> <p data-bbox="999 255 1357 282">Le seuil de détection dépend :</p> <ul data-bbox="999 290 1599 456" style="list-style-type: none"> <li>- du bruit de fond ambiant (dans l'ultrason)</li> <li>- de la taille de l'orifice de fuite</li> <li>- de la pression de rejet du gaz à détecter</li> <li>- des conditions atmosphériques (température, humidité, pluie)</li> </ul>  <p data-bbox="1016 764 1279 821">DISTRAN Caméra acoustique ULTRA PRO</p>  <p data-bbox="1312 759 1581 817">Fluke ii900 Caméra acoustique ultrasonore</p>  <p data-bbox="1016 1161 1279 1251">Caméra d'imagerie acoustique industrielle FLIR Si124</p>  <p data-bbox="1301 1161 1576 1251">UE Systems Inc. - Caméra ultrasonore UltraView</p>	<p data-bbox="1626 220 2101 440">Applications de détection de fuite à distance (appareils fixes) ou de recherche de fuite (appareils portables). La majorité des fabricants de systèmes de détection ponctuels propose au moins un modèle de détecteur acoustique dans leur catalogue.</p> <p data-bbox="1626 448 2101 815">Des solutions de réseau de microphones ou antennes acoustiques sont en développement afin de discriminer et détecter le bruit de la fuite de gaz (exemples ci-dessous), même pour de faibles débits a priori, pour détecter la fuite de façon précoce (avant son inflammation) et pour localiser précisément sa source. Pour certaines solutions, les mesures acoustiques peuvent être effectuées dans la gamme audible.</p>  <p data-bbox="1928 858 2069 916">Appareil METRAVIB</p>  <p data-bbox="1630 1082 1850 1109">Appareil WAVELY</p>

Technologie Type appareil	Caractéristiques	Limites	Utilisation / remarques
Oxyde métallique semi-conducteur (MOS)			Les détecteurs de gaz à semi-conducteurs peuvent être utilisés pour détecter l'hydrogène ; toutefois, ces capteurs réagissent aussi à un large éventail d'autres gaz et vapeurs. La probabilité de fausses alarmes signifie que les capteurs à semi-conducteurs ne sont pas conseillés pour ces applications. <sup>16</sup>
Infrarouge			<b>Les capteurs infrarouges sont incapables de détecter l'hydrogène car les molécules diatomiques comme l'hydrogène n'absorbent pas le rayonnement infrarouge.</b>

Tableau 2 : Technologies de détection de l'hydrogène

---

<sup>16</sup> Des travaux de recherche sont en cours pour améliorer ce type de capteur, l'objectif étant d'améliorer la sélectivité, de concevoir un capteur à la fois sensible et linéaire, fonctionnant à une température proche de l'ambiance et ayant des temps de réponse ou de récupération courts. (exemple : thèse CIFRE Capteur d'hydrogène à base de semiconducteurs d'oxydes métalliques : conception et fabrication)

## 9 Conclusion

Les capteurs font partie intégrante du système de sécurité et de contrôle des technologies de l'hydrogène existantes et futures. Ils sont utilisés comme dispositifs de contrôle et de sécurité dans les environnements industriels mais aussi les véhicules, les laboratoires, les ateliers et potentiellement dans le futur dans des environnements privés.

Ce rapport, après un rappel sur les dangers et la sécurité de l'hydrogène, et ce que devrait inclure un système de détection de fuite d'hydrogène, recense les principales technologies de détection d'hydrogène existantes utilisées ou pouvant être utilisées dans l'industrie.

Certaines technologies sont commercialisées depuis longtemps et leurs limites sont bien connues. Toutefois l'expérience montre que d'un appareil à l'autre, les performances peuvent varier selon le traitement du signal intégré à l'appareil ou l'ajout de certains composants (filtres, capteurs pour compenser les facteurs d'influence, traitement du signal pour améliorer le temps de réponse, etc). Ces données ne sont pas accessibles dans la documentation des appareils et seuls des essais peuvent permettre d'appréhender les améliorations apportées à une technologie donnée.

Certaines technologies sont récentes, les performances sont mal connues et les spécifications techniques sont peu renseignées par les fabricants. Elles mériteraient d'intégrer une évaluation comparative avec des technologies mieux connues afin d'évaluer leurs performances et de connaître plus précisément leurs limites.

Pour accompagner le développement des technologies de l'hydrogène dans les prochaines années, il est important de suivre l'évolution des appareils de détection de l'hydrogène commercialisés par les fabricants. L'offre en système de détection hydrogène va certainement beaucoup évoluer dans les prochaines années si la demande en système de détection explose.

L'autre enjeu pour la détection hydrogène est celui de l'implantation des détecteurs.

## 10 Références

- [1] B. Debray et B. Weinberger, Guide pour l'évaluation de la conformité et la certification des systèmes à hydrogène, ADEME, Juillet 2021, p. 193.
- [2] Ineris, «Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de l'usage des détecteurs de gaz ponctuels fixes,» 31/07/2018.
- [3] Ineris, «Ω 22 - Principes et techniques pour la détection des gaz,» INERIS-DRA-08-86244-13727B, 2009.
- [4] Ineris, «Etat de l'art des détecteurs d'hydrogène,» INERIS-DRA-15-149138-06078A, 2015.
- [5] Ineris, «Guide pour la mise en œuvre d'un système de détection de fuite sur tuyauteries par fibre optique,» 2017.
- [6] NASA- Glenn Research Center, «Glenn Safety Manual - Chapter 6 - Hydrogen,» 2019.
- [7] T. Hübert, B. B. Lois et W. J. Buttner, Sensors for Safety and Process Control in Hydrogen Technologies, CRC Press, 2016.

