

Le Power-to-Gas et la maîtrise des risques en exploitation : retour d'expérience de Jupiter 1000

Power-to-Gas and risk mastering in operation: lessons learned from Jupiter 1000

Florent BRISSAUD
Research & Innovation Center
for Energy (RICE) GRTgaz
Villeneuve-la-Garenne
florent.brissaud@grtgaz.com

Kévin GAULT
Research & Innovation Center
for Energy (RICE) GRTgaz
Villeneuve-la-Garenne
kevin.gault@grtgaz.com

Sara SOUAL
Research & Innovation Center
for Energy (RICE) GRTgaz
Villeneuve-la-Garenne
sara.soual@grtgaz.com

1 **Résumé** — Le *Power-to-Gas* est le procédé par lequel de l'énergie électrique est convertie en énergie chimique, sous forme gazeuse. Le
2 *Power-to-Gas* repose en premier lieu sur l'électrolyse, produisant de l'hydrogène (*Power-to-H₂*) à partir d'électricité et d'eau. L'électrolyse
3 peut être complétée par une étape de méthanation, permettant de faire réagir l'hydrogène avec du CO₂ pour produire du méthane (*Power-to-*
4 *CH₄*). S'agissant de technologies encore émergentes, la gestion de la fiabilité, de la maintenance et de la sécurité de ces installations doit faire
5 face à des problématiques spécifiques, encore peu documentées. Jupiter 1000 est un démonstrateur industriel de *Power-to-Gas*, mis en service
6 en 2019 par GRTgaz. Les installations comprennent deux technologies d'électrolyse et une de méthanation. Pour la première fois en France,
7 l'échelle du mégawatt a été atteinte pour la production d'hydrogène « vert ». Un des objectifs du projet est de démontrer la faisabilité de ce
8 type de procédé et d'en partager les premiers retours d'expérience pour favoriser le développement de la filière industrielle du *Power-to-Gas*.
9 Cette communication présente plus spécifiquement les retours d'expérience et résultats d'études de Jupiter 1000 sur les sujets de fiabilité,
10 maintenance et maîtrise des risques pour ce type d'installation.

11 **Mots-clefs** — *Power-to-Gas, Hydrogène, Fiabilité, Maintenance, Sécurité*

12 **Abstract** — *Power-to-Gas* is the process by which electrical energy is converted into chemical energy, in gaseous form. *Power-to-Gas*
13 primarily relies on electrolysis, producing hydrogen (*Power-to-H₂*) from electricity and water. Electrolysis can be supplemented by a
14 methanation step, allowing hydrogen to react with CO₂ to produce methane (*Power-to-CH₄*). As these are still emerging technologies, the
15 management of reliability, maintenance, and safety of these installations must face specific issues, which are still poorly documented. Jupiter
16 1000 is an industrial demonstrator of *Power-to-Gas*, commissioned in 2019 by GRTgaz. The installations include two electrolysis
17 technologies and one methanation technology. For the first time in France, the megawatt scale was reached for the production of “green”
18 hydrogen. One of the objectives of the project is to demonstrate the feasibility of this type of process and to share the first feedback to promote
19 the development of the industrial *Power-to-Gas* sector. This communication specifically presents the feedback and results of studies from
20 Jupiter 1000 on the subjects of reliability, maintenance, and risk mastering for this type of installation.

21 **Keywords** — *Power-to-Gas, Hydrogen, Reliability, Maintenance, safety*

22

23

I. INTRODUCTION

24

25

26

27

Le *Power-to-Gas* est le procédé par lequel de l'énergie électrique est convertie en énergie chimique, sous forme gazeuse. Par rapport à l'électricité, le gaz ainsi produit a l'avantage d'être facilement stockable en grande quantité et sur du long terme. Le *Power-to-Gas* permet aussi de décarboner l'hydrogène industriel, de produire du gaz bas carbone et de créer plus de synergie entre les réseaux électriques et gaziers afin de répondre aux enjeux de transition écologique et énergétique (Brissaud, 2023).

28

29

30

31

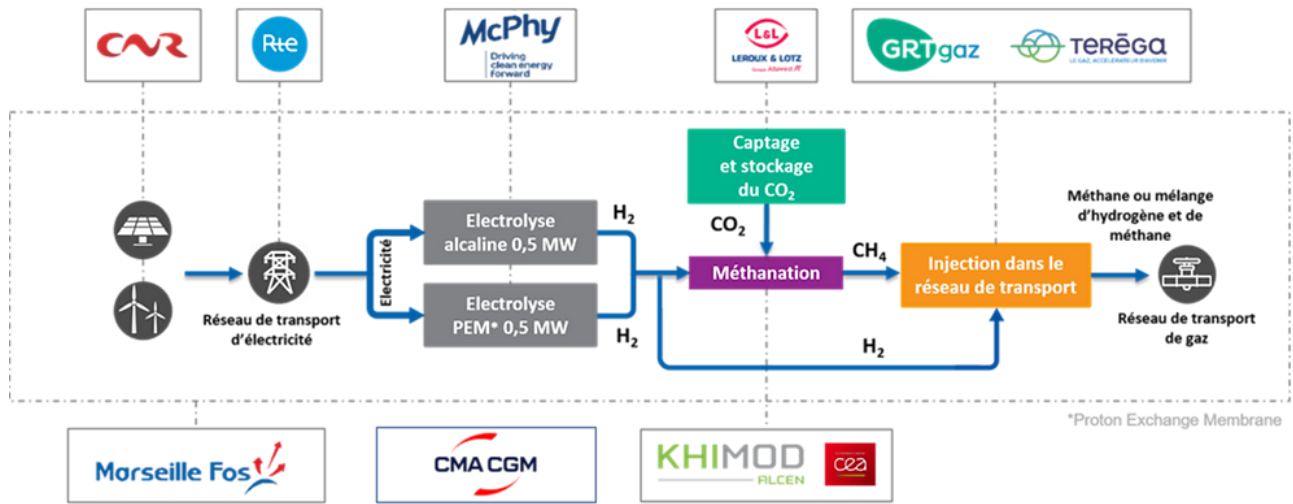
Le *Power-to-Gas* repose en premier lieu sur l'électrolyse, produisant de l'hydrogène (*Power-to-H₂*) à partir d'électricité et d'eau. L'électrolyse peut être complétée par une étape de méthanation, permettant de faire réagir l'hydrogène avec du dioxyde de carbone pour produire du méthane (*Power-to-CH₄*). S'agissant de technologies encore émergentes, la gestion de la fiabilité, de la maintenance et de la sécurité de ces installations doit faire face à des problématiques spécifiques, encore peu documentées.

32

33

34

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la France a fixé en 2017 l'objectif d'installer 10 à 100 démonstrateurs de *Power-to-Gas* d'une capacité minimale de 1 MW d'ici à 2028 (Ministère de la transition écologique et solidaire, 2017). Le premier de ces démonstrateurs à avoir été mis en service est Jupiter 1000.



35
36 Fig. 1. Présentation du projet Jupiter 1000 (<https://www.jupiter1000.eu/projet>).

37 Jupiter 1000 est un projet multipartenaire lancé en 2016 et piloté par GRTgaz, soutenu par la Commission européenne,
38 l'ADEME, le Programme d'investissement d'avenir de l'État et la région Provence Alpes Côte d'Azur. Construit à Fos-sur-
39 Mer sur un site du Grand Port Maritime de Marseille, il a été mis en service fin 2019 sous la conduite des équipes de GRTgaz.
40 Pour la première fois en France, l'échelle du mégawatt a été atteinte pour une unité de *Power-to-H₂* grâce à deux technologies
41 d'électrolyseur (alcaline et à membrane échangeuse de proton) installées par McPhy Energy. L'électricité utilisée pour produire
42 de l'hydrogène provient d'un champ d'éoliennes de la CNR (Compagnie nationale du Rhône). L'hydrogène « vert » est ensuite
43 comprimé, mélangé au méthane du réseau de transport de gaz et injecté dans une canalisation de GRTgaz desservant trois
44 installations industrielles. Jupiter 1000 inclut aussi une unité de *Power-to-CH₄* grâce à un méthanateur développé par Khimod,
45 avec l'aide du CEA. Le méthane de synthèse (ou « e-méthane ») est produit à partir de l'hydrogène issu de l'électrolyse et du
46 dioxyde de carbone issu de fumées industrielles du voisin Ascometal, capturé par un procédé de Leroux & Lotz. Coté R&D, le
47 principal partenaire est le CEA, qui a notamment mené une série d'essais sur les performances des unités de *Power-to-Gas*
48 (Brissaud *et al.*, 2024). Teréga et RTE sont aussi associés au projet. Co-financeurs, ils ont notamment contribué aux études
49 technico-économiques. Enfin, la CMA CGM a rejoint le projet en 2022.

50 Un des objectifs du projet est de démontrer la faisabilité de ce type de procédé et d'en partager les premiers retours
51 d'expérience pour favoriser le développement de la filière industrielle du *Power-to-Gas*. Cette communication présente plus
52 spécifiquement le retour d'expérience et résultats d'études de Jupiter 1000 sur les sujets de fiabilité (Section II), de maintenance
53 (Section III) et de maîtrise des risques (Section IV) pour ce type d'installation. Sur la base de cette expérience, une dernière
54 section exposera sur les principaux enjeux et perspectives pour le développement de la filière.



55
56 Fig. 2. Vue aérienne des installations de Jupiter 1000.

57

II. FIABILITÉ: ANALYSE DES SOURCES ET CAUSES DE DÉFAILLANCE

58

59 Depuis la mise en service des installations de *Power-to-H₂* de Jupiter 1000, il y a un peu plus de 4 ans, près d'une
 60 cinquantaine de défaillances a pu être observées. S'agissant d'un démonstrateur, les systèmes ont été sollicités de façon très
 61 hétérogène, au rythme des campagnes d'essais. Ainsi, en déduire tel quel des taux de défaillance ne serait pas approprié. Nous
 62 proposons néanmoins de présenter sur la Fig. 3 une répartition de ces défaillances par systèmes concernés, afin d'exposer les
 63 principales sources de défiabilité rencontrées tout au long du projet. Seules les défaillances ayant des conséquences sur la
 64 disponibilité, la sécurité et/ou l'environnement sont considérées ici. Par exemple, les « micro-fuites » ou les défaillances propres
 65 à la supervision et à la conduite des essais n'ont pas été incluses. De plus, cette répartition est uniquement relative à la fiabilité
 66 (nombre de défaillances) sans présumer de la gravité des conséquences des défaillances, notamment sur la disponibilité et la
 67 sécurité (cf. ci-après). Seules les installations de *Power-to-H₂* sont prises en compte car les unités spécifiques au *Power-to-CH₄*
 68 (compression et stockage du CO₂, méthanation, compression du CH₄) n'ont été mises en opération que récemment. Enfin,
 69 notons que Jupiter 1000 a été conçu pour servir de démonstrateur industriel et que certaines de ses particularités (comme le fait
 70 de posséder deux technologies d'électrolyse), si elles sont bénéfiques pour apprendre et développer la filière, ne sont néanmoins
 pas favorables à la fiabilité.

71

72 Il est intéressant d'observer que la majorité des défaillances concernent des systèmes réputés technologiquement matures,
 73 notamment la compression (ici, un compresseur à membrane), le stockage et l'injection (principalement des vannes et des
 74 soupapes) d'hydrogène. Ainsi, bien que ces systèmes aient été spécifiquement conçus pour l'hydrogène, on constate que
 75 certains matériels ne sont malgré tout pas suffisamment éprouvés pour les caractéristiques très particulières de ce gaz (cf.
 76 Section IV.A). La fiabilisation de ces systèmes est ainsi un enjeu important pour le développement de la filière hydrogène.
 77 L'analyse de gaz est aussi surreprésentée parmi les systèmes défaillants, ceci s'explique par le rôle de démonstrateur de Jupiter
 78 1000, impliquant le besoin de surveiller de nombreux paramètres en de nombreux points (et donc, avec beaucoup d'équipements
 79 dédiés aux analyses de gaz) et un fonctionnement intermittent qui suit le rythme des campagnes d'essais (mode de
 80 fonctionnement assez peu toléré par les analyseurs de gaz). Enfin, notons que les systèmes propres à la production d'hydrogène
 81 (alimentation et traitement d'eau, électrolyseurs et circuits d'électrolyte, traitement de l'hydrogène) sont responsables de moins
 82 de 30% des défaillances (ou du tiers des défaillances, si on exclut la partie analyse de gaz, spécifique à Jupiter 1000). Pour
 83 autant, la fiabilité des électrolyseurs est souvent mentionnée comme un des principaux freins à la dynamique de la filière (voir,
 par exemple, (Académie des Sciences, 2024)).

84

85

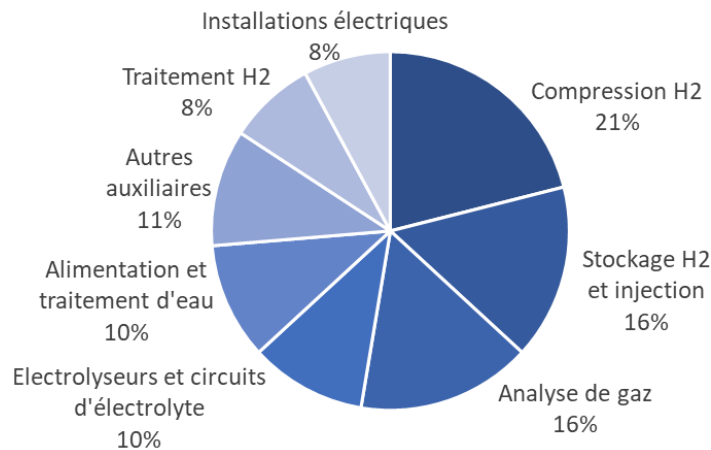


Fig. 3. Répartition des sources de défaillance des installations de *Power-to-H₂* de Jupiter 1000.

86

87

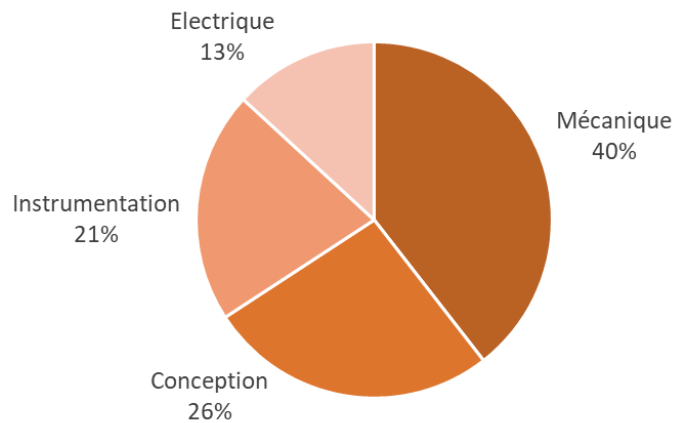


Fig. 4. Répartition des causes de défaillance des installations de *Power-to-H₂* de Jupiter 1000.

88 La Fig. 4 présente la répartition des causes de défaillances (au même périmètre que pour la Fig. 3). Pour chaque défaillance,
89 seule la cause principale de défaillance a été retenue, identifiée sur la base des rapports de maintenance et de l'expertise des
90 opérateurs. Les premières causes de défaillance sont mécaniques. Il s'agit principalement de fuites internes ou externes de
91 vannes ou de soupapes, ou de problèmes mécaniques du compresseur d'hydrogène. Près de la moitié de ces défaillances est
92 directement ou indirectement liée aux caractéristiques de l'hydrogène, notamment parce que ce gaz est très propice aux fuites
93 (cf. Section IV.A). Les défauts de conception, en y incluant les problèmes de logiciels et de mise en service, représentent
94 environ un quart des défaillances. Cette proportion est surtout révélatrice de la maturité relativement faible de la filière
95 (notamment en 2019, lorsque Jupiter 1000 a été mis en service). De plus, Jupiter 1000 étant un démonstrateur, cela a été
96 l'occasion pour les partenaires du projet et fournisseurs de matériels de tester certains équipements dans de premières conditions
97 industrielles et de procéder ainsi à des déverminages avant les mises en service commerciales. En particulier, on notera que les
98 électrolyseurs (de technologies différentes) ont tous les deux été modifiés en cours de projet (cf. Section IV.B). Enfin, près du
99 tier des défaillances ont pour origine l'instrumentation (incluant les transmetteurs et les automatismes) ou des problèmes
100 électriques.

101 Si certaines défaillances peuvent avoir des enjeux sur la sécurité et/ou l'environnement (cf. Section IV), la majorité des
102 défaillances constatées pose principalement des problèmes de disponibilité (production). Une maintenance réactive pourrait
103 alors permettre de réduire ces conséquences, mais la section suivante montre que la maintenance d'une installation de *Power-*
104 *to-Gas* doit aussi faire face à plusieurs difficultés.

105 III. MAINTENANCE: REVUE DES PRINCIPALES DIFFICULTÉS RENCONTRÉES

106 Le retour d'expérience de Jupiter 1000 montre que l'exploitation d'une installation de *Power-to-Gas* requiert des équipes
107 opérationnelles aux compétences multiples (en électricité, gaz, matériels sous pression, automatisme...). GRTgaz étant un
108 acteur historique du secteur gazier, il a été possible de confier l'exploitation de Jupiter 1000 à des opérateurs ayant notamment
109 une forte expérience sur la maintenance et l'exploitation de stations de compression de gaz naturel. Bien sûr, ces opérateurs ont
110 aussi suivi des formations complémentaires, pour la plupart développées par GRTgaz, notamment sur la manipulation de
111 systèmes dédiés à l'hydrogène. Si l'offre de formations dédiées était relativement faible avant 2020, il y aurait aujourd'hui déjà
112 plus de 300 formations liées à l'hydrogène (France Hydrogène, 2024).

113 La principale difficulté rencontrée pour assurer la maintenance (notamment corrective) des installations a été le manque de
114 fournisseurs de matériels adaptés à l'hydrogène et de sociétés de service ayant les compétences requises à leur maintenance.
115 L'hydrogène est longtemps resté un « marché de niche » avant de devenir il y a moins de 5 ans le secteur de la transition
116 énergétique à la plus forte croissance (investissements multipliés par plus de trois par an) (BloombergNEF, 2023). Ce
117 développement est soutenu par des investissements publics, en France (4 milliards d'euros sont consacrés au déploiement d'un
118 GW d'électrolyse entre 2024 et 2026), en Europe (reconnaissance de la filière hydrogène comme « *Important Project of*
119 *Common European Interest* » depuis 2021) et ailleurs dans le monde (une cinquantaine de pays sont dotés d'une stratégie ou
120 feuille de route pour développer l'hydrogène) (France Hydrogène, 2023). Ainsi, les acteurs industriels proposant des solutions
121 adaptées à l'hydrogène sont encore trop peu nombreux (surtout il y a 5 ans, au lancement de Jupiter 1000) et, pour la plupart,
122 doivent gérer un fort développement qui limite leurs réactivités. Dans de nombreux cas, les fournisseurs dépendent eux-mêmes
123 de sous-traitants qui n'ont pas non plus la capacité de répondre à toutes les demandes. Par exemple, lors d'une fuite d'un flexible
124 d'eau alimentant un électrolyseur de Jupiter 1000, il a fallu plus de deux mois pour obtenir un flexible de remplacement (produit
125 à la demande, en Allemagne). Même lorsque les matériels sont produits en France, les fournisseurs sont néanmoins tributaires
126 de matériaux qui viennent souvent de loin, notamment de Chine. Ainsi, à la suite d'une défaillance du compresseur de Jupiter
127 1000, le remplacement de la membrane (pourtant fabriquée en France) a pris plusieurs mois.

128 La maintenance souffre aussi du manque de « main d'œuvre » (que ce soit des profils de techniciens ou d'ingénieurs) dans
129 l'industrie. De plus, l'offre de postes étant très supérieure à la demande, les personnels formés changent souvent d'entreprise et
130 les interlocuteurs peuvent ainsi changer jusqu'à plusieurs fois par an. Au cours des 5 ans d'exploitation de Jupiter 1000, il a
131 plusieurs fois été *in fine* nécessaire de faire appel à d'anciens collaborateurs de sous-traitants pour effectuer certaines opérations
132 qui nécessitaient une expertise ou un historique qui avait déjà été « perdu » à cause de ces mouvements de personnel.

133 De façon anecdotique, le projet Jupiter 1000 a aussi subi des conséquences de l'épidémie de COVID-19 qui, en 2020, a
134 empêché des techniciens d'Europe de l'Est ou d'Amérique du Nord de venir sur site pour effectuer certaines opérations de
135 maintenance contractualisées un an plus tôt auprès de leurs entreprises. Ce fut alors l'occasion pour GRTgaz de tester la
136 réalisation de certaines opérations de maintenance avec des systèmes de « télémaintenance » et l'entreprise soutient aujourd'hui
137 le développement de certaines innovations dédiées à cela, comme des casques autonomes de « réalité augmentée ».

138 IV. SÉCURITÉ: NOUVEAUX RISQUES À MAÎTRISER

139 Quand on évoque la sécurité d'une installation de *Power-to-Gas*, on pense généralement en premier lieu aux potentielles
140 fuites d'hydrogène. Cette question est étroitement liée aux caractéristiques de ce gaz et sera l'objet de la première sous-section
141 suivante. La deuxième sous-section portera sur la maîtrise des risques des électrolyseurs, dont l'une des difficultés est le
142 comportement dysfonctionnel encore relativement peu connu de ces nouvelles technologies. Enfin, la troisième sous-section
143 exposera les autres risques d'une installation de *Power-to-Gas*.



Fig. 5. Fuite d'hydrogène enflammée, révélée par la poudre d'un extincteur.

A. La maîtrise des fuites d'hydrogène

Dans des conditions normales de température et de pression, l'hydrogène est un gaz invisible et inodore. Il est très inflammable, avec des limites d'inflammabilité dans l'air allant de 4 à 75% (en volume) ; et il nécessite dix fois moins d'énergie pour s'enflammer que le gaz naturel (Surla, 2019). En outre, sa flamme est presque invisible (bleu pâle) et ne produit pas de fumée lorsqu'il n'y a pas d'interaction avec le sol ou des particules, comme le montre la Fig. 5 lors d'un exercice d'entraînement. La flamme peut néanmoins être visible dans des conditions météorologiques particulières, par exemple, si l'air est très humide. En outre, la flamme d'hydrogène a une température élevée (8% de plus que le gaz naturel) mais rayonne faiblement (peu de chaleur émise en dehors de la flamme), ce qui la rend difficile à détecter sans matériels spécifiques. Une fuite d'hydrogène non-enflammée est aussi à redouter. En effet, si un « nuage d'hydrogène » se forme, son inflammation « retardée » peut causer une déflagration ou une détonation (selon la concentration d'hydrogène dans l'air), avec des effets thermiques et de surpression potentiellement graves (ADEME, 2015). De plus, l'émission d'hydrogène (non-enflammée) à l'atmosphère n'est pas non plus neutre pour le climat (France Hydrogène, 2022).

Le contrôle des fuites d'hydrogène est donc une préoccupation importante en matière de sécurité (et d'environnement) d'une installation de *Power-to-Gas*. Des systèmes adéquats de détection des fuites (technologie catalytique, catharométrique, électrochimique, semi-conductrice...) et des inspections systématiques (« savonnage », imagerie acoustique ou thermique) doivent alors être mis en place, avec une attention particulière sur les brides, raccords, unités d'électrolyse et, d'une manière générale, tous les espaces confinés où est présent de l'hydrogène. Six modèles de détecteurs, aux technologies variées, ont été testés sur Jupiter 1000. Ces essais ont mis en évidence que même si des différences de performances sont notables, il n'existe pas de solution « idéale ». En effet, chaque détecteur testé possède des avantages et des inconvénients mais, selon la typologie de fuite, son emplacement et les conditions environnementales, aucun de ces matériels n'a permis de détecter 100% des fuites identifiées. Il est ainsi recommandé de combiner l'utilisation de deux ou trois détecteurs, aux performances complémentaires, afin de mieux couvrir toutes les fuites éventuelles.

De plus, l'hydrogène étant de petite taille (environ deux fois plus petit que le méthane) et de faible viscosité (environ 20% inférieure au méthane), il est particulièrement sujet aux fuites, y compris par perméation. C'est pourquoi les tests d'étanchéité effectués pendant l'installation doivent de préférence être faits à l'hélium (une molécule dont la taille est la plus proche de l'hydrogène) ou, à défaut (notamment pour des questions de coûts), avec de l'azote « hydrogéné » (avec quelques pourcents d'hydrogène, tel le « Nidron » avec 4,5% d'hydrogène).

Dans une canalisation ou un équipement, l'hydrogène est capable de se diffuser dans les pièces métalliques sous sa forme atomique, notamment au niveau des cavités ou interfaces. Une fois à l'intérieur, les atomes se recombinent, ce qui crée des microfissures et réduit la ductilité (capacité d'un matériau à se déformer sans se rompre), augmentant la fragilité du matériau (*hydrogen embrittlement*). Cela peut se traduire par des cloques à la surface du métal (*hydrogen blistering*), des fissures, voire causer une rupture du matériel (*hydrogen attack*). Pour éviter ce type de phénomène, il est préférable d'utiliser des alliages appropriés qui sont moins sensibles à la pénétration de l'hydrogène. Plusieurs essais réalisés sur Jupiter 1000, notamment *via* des éprouvettes soumis à un flux d'hydrogène en mélange avec du méthane, sont encore en cours de réalisation (Brissaud *et al.*, 2022). Les premiers résultats montrent que les aciers actuellement utilisés pour le gaz naturel sont majoritairement adaptés au transport de l'hydrogène, dans les conditions opératoires envisagées. Toutefois, certains programmes de maintenance et de surveillance peuvent nécessiter quelques adaptations, notamment pour les nouveaux équipements développés spécifiquement pour l'hydrogène (par exemple, avec des polymères). En parallèle de Jupiter 1000, GRTgaz a aussi développé la plateforme FenHYx (à Alfortville, dans le Val-de-Marne) qui permet d'effectuer divers essais de matériels en présence d'hydrogène sous pression, notamment pour étudier l'impact sur les matériaux, la résistance mécanique des aciers et les phénomènes de corrosion.

Un défaut de confinement à l'aspiration d'un compresseur d'hydrogène est particulièrement redouté car peut entraîner une aspiration d'air (et donc un mélange inflammable) qui s'accumule dans une capacité (comme un réservoir alimenté par le compresseur), ce qui pourrait alors générer une explosion. D'où la nécessité de mesurer la teneur en hydrogène et/ou oxygène en différents points de la « chaîne hydrogène » (production, traitement, compression, stockage...) afin de contrôler qu'aucun mélange inflammable ne soit susceptible de se produire.



Fig. 6. Mesure acoustique (à gauche) et thermique (à droite) lors d'un rejet d'hydrogène aux événements, montrant la non-inflammation de l'hydrogène.

Mais l'hydrogène présente aussi quelques avantages sur le plan de la sécurité. En tant que gaz très léger, il se disperse rapidement dans l'air, ce qui réduit la probabilité d'inflammation dans un environnement non confiné (et donc aussi les risques d'explosion ou de détonation). Cette caractéristique a été confirmée par des essais réalisés sur Jupiter 1000, notamment par des mesures acoustiques et thermiques lors de la mise à l'événement d'hydrogène, comme le montre la Fig. 6. En outre, en raison de son faible rayonnement, la propagation d'un incendie par effet thermique est aussi moins probable.

B. La maîtrise des risques des électrolyseurs

Les électrolyseurs sont soumis à plusieurs phénomènes de dégradation, impactant notamment les électrodes et les membranes, dont la principale conséquence est une baisse du rendement énergétique allant de 1% à un peu plus de 2% par an, selon la technologie (Buttler & Spliethoff, 2018). Certaines dégradations, en particulier sur la membrane, ont aussi des conséquences potentielles sur la sécurité, mais ces phénomènes peuvent heureusement être surveillés par des mesures appropriées (Brissaud *et al.*, 2024, Tuhi *et al.*, 2024). D'autres défaillances, notamment des systèmes de régulation, peuvent aussi provoquer la formation d'un mélange d'hydrogène et d'oxygène à l'intérieur des électrolyseurs, dans les circuits d'électrolytes ou dans des capacités en aval (Soual *et al.*, 2022). Il est donc important que la conception d'une unité d'électrolyse s'appuie sur une analyse des phénomènes de dégradation et des modes de défaillance des électrolyseurs, puis intègre toutes les fonctions de sécurité adéquates.

Les spécialistes à la fois des électrolyseurs (dont les technologies évoluent rapidement) et des études de sécurité sont rares. Lorsque les études de risque de Jupiter 1000 ont été réalisées en phase de conception (de 2016 à 2018), les cabinets spécialisés de la maîtrise des risques manquaient d'expérience sur de tels systèmes et les unités d'électrolyse ont été considérées comme des « boîtes noires », dont la sécurité était supposée garantie par les fournisseurs. Néanmoins, ceux-ci n'avaient pas non plus l'expertise et le recul nécessaire pour cela. Ainsi, dans le cas de Jupiter 1000, il s'est avéré que les deux électrolyseurs, de technologies différentes, ont ensuite dû être modifiés en phase d'exploitation, pour des questions de sécurité. Pour l'électrolyseur à membrane échangeuse de proton, le défaut identifié concernait les circuits de (re)circulation d'eau d'électrolyse. Par conception, une accumulation d'hydrogène était malencontreusement permise dans une capacité où de l'oxygène était aussi présent. Ce système a donc dû être reconçu après une analyse de risque détaillée, conduite par GRTgaz, avec McPhy. Pour l'électrolyseur alcalin, c'est une fuite d'électrolyte (solution aqueuse d'hydroxyde de potassium) survenue sur un même système en Allemagne qui a conduit à la remise à niveau, à titre préventif, de l'unité installée sur Jupiter 1000. La cause de l'incident était une « formation de dépôts » qui a « progressivement restreint le débit dans les canaux de l'électrolyseur » (McPhy, 2021). Dans les deux cas, ces scénarios n'avaient pas été identifiés dans les analyses de risques réalisées en phase de conception.

C. Les autres risques du Power-to-Gas

L'oxygène (l'électrolyse produit huit fois plus d'oxygène, en masse, que d'hydrogène) n'est pas non plus sans danger. Un phénomène spécifique à l'oxygène est l'inflammation d'éléments non métalliques dans un équipement (graisse, poussières, joints...) pouvant être causée par un simple échauffement (par exemple, l'ouverture trop rapide d'une vanne).

Dans le cas du *Power-to-CH₄*, la manipulation du dioxyde de carbone nécessite aussi une attention particulière vis-à-vis de potentielles fuites (pouvant notamment être causées par des corrosions). En effet, le dioxyde de carbone étant plus dense que l'air, il peut s'accumuler et créer une atmosphère toxique. Le méthane de synthèse présente quant à lui les mêmes risques que l'hydrogène, mais avec des conditions globalement plus favorables (molécule plus grosse et donc moins « fuyarde », énergie d'inflammation plus grande, domaine d'inflammabilité plus petit).

Plusieurs scénarios accidentels, sans être spécifiques au *Power-to-Gas*, sont néanmoins présents sur ce type d'installation et doivent donc donner lieu à une gestion appropriée des risques. En particulier, de nombreux risques sont liés à l'exploitation d'équipements sous pression (quelques dizaines de bars dans les électrolyseurs, jusqu'à des centaines de bars dans les stockages), de fluides à forte température (notamment sur une unité de méthanation) et de matériels électriques (alimentation des électrolyseurs).

Outre l'application de la réglementation, des analyses de risques approfondies, avec des ingénieurs et exploitants aux compétences adéquates, ainsi que la mise en œuvre effective des mesures appropriées de maîtrise des risques, sont des conditions requises à l'exploitation d'une installation de *Power-to-Gas* en toute sécurité.

V. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

L'hydrogène et plus généralement le *Power-to-Gas* constituent un levier de décarbonation mentionné à plusieurs reprises dans la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) dont les ambitions sont d' « atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 » et de « réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français » (Ministère de la transition écologique et solidaire, 2020). La SNBC a d'ailleurs été suivie d'une Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarbonée en France qui rappelle que « l'hydrogène décarboné fait partie des solutions clés pour atteindre la neutralité carbone » (Gouvernement, 2023). La France a ainsi prévu plus de 9 milliards d'euros de soutien public pour le développement de la filière (dont 4 milliards pour la production d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone) et s'est fixée un des objectifs les plus ambitieux d'Europe avec 6,5 GW d'électrolyse à l'horizon 2030, dont 1 GW d'ici 2026 (Gouvernement, 2023). En 2023, 30 MW de capacités d'électrolyse étaient installées en France, mais les projets annoncés atteignent déjà 4,45 GW (France Hydrogène, 2024). À noter qu'une révision de la stratégie nationale devait être annoncée en juin 2024, mais a été décalée à cause du contexte politique (Rauline, 2024). Ce sera peut-être l'occasion de mieux intégrer les premiers retours d'expérience, notamment ceux de Jupiter 1000. En Europe, le plan « REPowerEU » de la Commission Européenne prévoit aussi une initiative « Accélérateur Hydrogène » pour « porter la capacité de fabrication d'électrolyseurs à 17,5 GW d'ici 2025 afin d'alimenter l'industrie de l'UE avec une production domestique de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable » (Commission Européenne, 2022). Au niveau mondial, plusieurs centaines d'installations de *Power-to-Gas* sont déjà en service, avec certaines dépassant les dizaines, voire la centaine, de MW (Brissaud, 2023).

Plusieurs acteurs français sont déjà présents sur la chaîne de valeur de l'hydrogène, en particulier pour la fabrication de matériaux et de composants stratégiques, la fabrication et l'exploitation d'équipements de production (notamment des électrolyseurs), de transport et de distribution d'hydrogène (ADEME, 2019). 22 usines de fabrication d'équipements clés sont déjà en activité sur le territoire français, plus presque autant en projet, et la filière hydrogène pourrait représenter plus de 100 000 emplois en France d'ici à 2030 (France Hydrogène, 2023). La mise en service et l'exploitation de Jupiter 1000, le premier démonstrateur industriel français de *Power-to-Gas* atteignant le MW, sont riches d'enseignements. En particulier, ce premier retour d'expérience a mis en évidence que les métiers de la sûreté de fonctionnement et de la maîtrise des risques ont un rôle crucial à jouer dans le développement de la filière, qui nécessite aussi des investissements sur les sujets de la fiabilité, de la maintenance et de la sécurité. Récemment, ces problématiques ont d'ailleurs été identifiées comme un frein pour « passer à l'échelle industrielle » sur des installations de plus de 100 MW (Godelier, 2024a) et, en conséquence, certains projets ont déjà été revus à la baisse (Godelier, 2024b). Parmi les éléments présentés dans cette communication, nous pouvons notamment rappeler les cinq enjeux clés suivants :

- **Réindustrialisation française et européenne** avec des fournisseurs de matériels et de services (dont la maintenance) adaptés à l'hydrogène, disposant de suffisamment d'ingénieurs et de techniciens spécialisés aux compétences adéquates ;
- **Fiabilisation des matériels dédiés à l'hydrogène**, des électrolyseurs mais aussi des compresseurs et autres systèmes mécaniques ;
- **Création d'une spécialité de la sûreté de fonctionnement et de la maîtrise des risques** pour les systèmes de production, de transport, de stockage et d'exploitation d'hydrogène ;
- **Développement de solutions pour la sécurité des systèmes en hydrogène**, notamment pour la maîtrise des fuites ;
- **Poursuite des efforts de R&D sur l'hydrogène**, en particulier pour accroître les connaissances sur les phénomènes dangereux, les matériaux, la mesure et la détection.

En tant que gestionnaires de réseaux de transport d'énergie, RTE et GRTgaz (par ailleurs partenaires au sein du projet Jupiter 1000) ont mené une étude conjointe pour évaluer « les enjeux liés au développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène et les leviers d'optimisation vis-à-vis du système électrique » (GRTgaz et RTE, 2023). Une des principales conclusions de cette étude est que « le principal intérêt des infrastructures dédiées de transport d'hydrogène sera de connecter les bassins hydrogène avec des stockages salins, de manière à permettre aux électrolyseurs de moduler leur consommation d'électricité dans le temps ». Cette flexibilité des électrolyseurs présente « des bénéfices importants pour le système électrique » qui « excèdent largement les coûts des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène nécessaires à ce fonctionnement ». La flexibilité est cependant fortement conditionnée par la disponibilité des installations, et donc à la fiabilité et à la maintenance. Le retour d'expérience de Jupiter 1000 ayant montré que ces éléments ne sont pas encore optimaux, de nouvelles études impliquant les gestionnaires de réseaux vont maintenant être conduites pour mieux prendre en compte les aléas matériels, opérationnels, mais aussi climatiques, dans l'optimisation et la maîtrise des risques des futures infrastructures des réseaux « multi-énergie ».

REMERCIEMENTS

Jupiter 1000 est un projet financé / soutenu par :



Région
Provence
Alpes
Côte d'Azur



REFERENCES

Académie des Sciences (2024). *L'hydrogène aujourd'hui et demain*.

ADEME (2015). *Guide d'information sur les risques et les mesures de sécurité liés à la production décentralisée d'hydrogène*.

ADEME (2019). *Hydrogène : analyse des potentiels industriels et économiques en France*.

BloombergNEF (2023). *Energy transition investment trends 2023*.

Brissaud, F., Chaise, A., Delphin, V., Palluotto, L., Gault, K., Cren, J., Seguin, V., Lopez, C., Bertin, M., Ferrand, G., Lemelletier, S. (2022). *R&D activities on Jupiter 1000, a Power-to-Gas industrial demonstrator with electrolysis, methanation and gas injection to the gas transmission network*, 28th World Gas Conference, Daegu, Korea.

Brissaud, F. (2023). *Le Power-to-Gas - Technologies, enjeux et perspectives*, Techniques de l'Ingénieur, BE6700 V1.

Brissaud, F., Chaise, A., Gault, K., Soual, S. (2024). *Lessons learned from Jupiter 1000, an industrial demonstrator of Power-to-Gas*, International Journal of Hydrogen Energy, vol. 49, part C, p. 925-932.

Buttler, A., Spliethoff, H. (2018). *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review*, Renewable and sustainable energy reviews, vol. 82, part 3, p. 2440-2454.

Commission Européenne (2022). *Actions REPowerEU*.

France Hydrogène (2022). *Note de décryptage : les fuites d'hydrogène et leur impact potentiel sur le climat*.

France Hydrogène (2023). *L'hydrogène en France – 2023*.

France Hydrogène (2024). *Les chiffres clés du déploiement de l'hydrogène en France en 2023*.

Godelier, M. (2024a). *Grand flou autour du mégaprojet d'hydrogène vert de TotalEnergies et Engie*. La Tribune.

Godelier, M. (2024b). *Hydrogène vert : à la peine, le mégaprojet de TotalEnergies et Engie largement revu à la baisse*. La Tribune.

Gouvernement (2023). *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarbonée en France*.

GRTgaz et RTE (2023). *Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique*.

McPhy (2021). *Point sur les investigations concernant la fuite d'hydroxyde de potassium à Grenzach-Wyhlen en Allemagne*, Communiqué de presse.

Ministère de la transition écologique et solidaire (2017). *Programmation pluriannuelle de l'énergie*.

Rauline, N. (2024). *Hydrogène : coûts élevés, incertitudes politiques... la filière navigue à vue*. Les Échos.

Soual, S., Brissaud, F., Gault, K. (2022). *Étude de la fiabilité, de la durabilité et de la sécurité des électrolyseurs alcalins et à membrane échangeuse de protons*, Actes du 23ème Congrès de Maîtrise des Risques et de Sécurité de Fonctionnement, Paris Saclay, France.

Surla, K. (2019). *Hydrogène*, Techniques de l'Ingénieur, J 6 368.

Tuhi, F. Y., Fredriksen, M., Jäschke, J., Bucelli, M., Liu, Y. (2024). *Accidents Review And Control Assessment For Reliable Operation Of PEM Water Electrolyzer Stacks*, Advances in Reliability, Safety and Security, part 9, P. 169-178.