

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

Guillaume Boissonnet*, Nathalie Popiolek**

@ 93148

Mots-clés : hydrogène, analyse multicritère, transport maritime, prospective, R&D

Le travail réalisé dans le cadre d'un projet de recherche entre le CEA et un industriel a consisté à comparer des chaînes logistiques de transport maritime d'hydrogène entre l'Australie et le Japon à l'horizon 2050. L'objectif était de cibler les axes de R&D susceptibles d'aider les plus prometteuses d'entre elles en termes d'efficacité énergétique, de coût et de service rendu. Ainsi, le processus d'aide au choix multicritère qui a été mené concernait des systèmes non matures et par nature très incertains. On a confirmé l'importance du facteur humain (valeurs portées, vision du futur, aversion au risque notamment) dans le classement final des chaînes et souligné combien il était important que les acteurs concernés s'impliquent sans compter dans l'analyse. Il en va de la robustesse des résultats et de leur utilité pour les orientations stratégiques à donner.

Introduction

Dans son rapport spécial de 2018, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat préconise un objectif net zéro d'arrêt d'émission de CO₂ en 2050 [IPCC, 2018]. Si les États et les acteurs de l'énergie s'inscrivent dans la trajectoire à cet horizon, le développement d'un marché international de l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable est un scénario à considérer. Pour s'y préparer, un industriel s'est associé au CEA dans une recherche visant à comparer, selon différents critères, des chaînes logistiques susceptibles de transporter dans le futur l'hydrogène sur de très longues distances maritimes.

La problématique de la recherche est complexe car elle juxtapose deux objectifs à échéances différentes : d'une part, l'estimation à long terme du service rendu par les chaînes logistiques et d'autre part, l'orientation dès aujourd'hui de la R&D visant à aider les plus prometteuses d'entre elles à se développer. Afin de mieux cerner les questions, le projet s'est appuyé sur une étude de cas concernant la décarbonation des centrales électriques japonaises (fortes utilisatrices de fossiles dont le charbon) en 2050 par approvisionnement d'hydrogène australien issu de renouvelables. Une fois identifiées et caractérisées les chaînes susceptibles de répondre à l'enjeu, une analyse multicritère a été menée en lien avec l'industriel désireux d'être conseillé dans ses choix.

L'objet de cet article est de décrire et commenter un tel processus d'aide à la décision en montrant combien il est important que les parties

* CEA-I-Tésé.

** Adæquate Consulting.

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

prenantes s'y impliquent sans faille. Il en va de la qualité des résultats obtenus et surtout de l'intérêt des enseignements que l'on en retire.

La première partie s'attache à présenter le cas étudié en décrivant dans les grandes lignes la situation énergétique des deux pays considérés. La seconde est consacrée à l'analyse multicritère en insistant sur le rôle de la pondération des critères dans le classement des chaînes logistiques. La troisième vise à commenter les résultats en les mettant en perspective par rapport aux biais du processus de décision qui a été implémenté dans le projet. Se pose en particulier la question du traitement de l'incertitude puisque bon nombre des technologies considérées ne sont pas encore matures et que l'horizon de déploiement retenu est très lointain.

1. Présentation du cas Australie-Japon

Le transport d'hydrogène de l'Australie vers le Japon à l'horizon 2050 s'inscrit dans l'objectif de défossilisation du mix énergétique japonais et de décarbonation de sa production d'électricité. Il participe dans le même temps à la diversification des exportations énergétiques de l'Australie.

De l'Australie...

L'exportation de ressources fossiles joue un rôle clé dans l'économie australienne aujourd'hui, le Japon constituant d'ailleurs un débouché de taille pour le charbon et pour le gaz naturel liquéfié (GNL) (cf. Encadré 1). En lien avec cette économie, l'Australie figure parmi les gros émetteurs mondiaux de CO₂. Si le gouvernement fédéral est resté longtemps attaché à l'exploitation des ressources naturelles du pays, en se montrant relativement moins proactif à réduire les émissions de carbone que ne l'étaient les provinces australiennes¹, il semblerait qu'il se soit ressaisi en 2022 avec la révision à la hausse de son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Encadré 1. SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE L'AUSTRALIE EN 2022

Exportation d'énergies fossiles dont le GNL

Environ 91 % de la production nationale de charbon noir est exportée. La proportion atteint 76 % pour le gaz naturel et 86 % pour le pétrole brut (source : www.energy.gov.au/). L'Australie est le premier exportateur mondial de GNL (80,9 millions de tonnes), presque exclusivement vers les marchés d'Asie, le Japon figurant en tête des partenaires avec 31,2 millions de tonnes, soit près de 39 % du GNL exporté (source : International Gas Union, 2023 World LNG Report).

Émissions de CO₂

Avec 14,5 tonnes de CO₂ par tête, l'Australie figure en huitième position parmi les pays les plus gros contributeurs à l'effet de serre par habitant. Ses émissions de CO₂ provenant de la combustion des énergies fossiles s'élèvent à 377,3 millions de tonnes, soit plus de 1 % de la part mondiale, plaçant le pays à la seizième place (source : <https://www.iea.org/countries/australia/emissions>).

Énergies renouvelables

32 % de la production totale d'électricité de l'Australie provient de sources renouvelables, notamment l'énergie solaire (14 %), l'énergie éolienne (11 %) et l'hydroélectricité (6 %). La production d'EnR a plus que doublé au cours de la dernière décennie, portée par le solaire et l'éolien. La production solaire est passée de niveaux négligeables avant 2016 à 5 % de toute la production électrique australienne en 2022, ce qui représente un taux de croissance sur cinq ans de 1 573 % (www.energy.gov.au/).

(GES) d'ici 2030, et son engagement à atteindre la neutralité carbone en 2050. Avec le *Climate Change Act 2022*, l'Australie se positionne ainsi sur une trajectoire compatible avec l'Accord de Paris [AIE Australia, 2023]. Le potentiel géographique du pays étant tout à fait remarquable pour cette nouvelle orientation², le développement des énergies renouvelables (EnR) et des technologies de captage, stockage ou valorisation du CO₂ (CCUS³) sont les deux principales voies considérées pour réduire les émissions domestiques.

À moyen terme, le commerce d'hydrogène décarboné — *i.e.* produit à partir des EnR ou de ressources fossiles avec CCUS — est ainsi envisagé pour prendre le relais des exportations de charbon et de GNL, d'autant que les pays importateurs — notamment le Japon — sont engagés dans la neutralité carbone à long terme⁴. Des scénarios prospectifs vont d'ailleurs dans ce sens avec toutefois des projections très contrastées : entre 7 et 14 millions de tonnes d'hydrogène décarboné exportées à horizon 2050 pour les plus favorables d'entre eux [Deloitte, 2019]. Des financements publics sont ciblés sur ces projets afin d'attirer les investisseurs privés. À ce jour, il y a plus d'annonces que de réalisations concrètes, mais les industriels qui se positionnent sur ce marché pourraient contribuer à faire décoller la filière.

C'est dans ce cadre optimiste que se situe notre cas d'étude. Nous explorons le scénario sans toutefois préjuger de sa réalisation dans le futur, étant entendu que les EnR pourraient servir uniquement à verdir le mix électrique australien, sans être associées à la production d'hydrogène.

... Au Japon

Depuis la catastrophe de Fukushima, le Japon dépend très fortement de ressources fossiles importées et fait partie des pays au monde les plus gros émetteurs de GES — en absolu et par habitant —, la production d'électricité représentant près de 50 % des émissions de CO₂ de la péninsule (cf. Encadré 2).

Fin 2020, le pays s'est engagé dans une stratégie ambitieuse de neutralité carbone à horizon 2050 (*Green Growth Strategy*). En 2021, dans son plan stratégique énergétique, le gouvernement japonais a fixé l'objectif de réduction de 46 % (par rapport à 2013) d'ici 2030.

Le développement des EnR, le redémarrage du nucléaire et les technologies de CCUS font partie des leviers stratégiques identifiés. Ils se heurtent toutefois à des contraintes d'ordre physique (manque d'espace pour les EnR, absence de site adapté pour le stockage du carbone, contexte sismique) ou bien sociologique (réticence de la population vis-à-vis du nucléaire). L'hydrogène bas carbone et les autres « e-fuels »⁵ importés font ainsi partie des solutions privilégiées pour défossiliser l'industrie, la mobilité et le secteur de la production d'électricité. Compte tenu des objectifs ambitieux concernant l'électrification des usages, le recours à ces vecteurs bas carbone pour faire fonctionner les centrales thermiques apparaît comme une solution intéressante.

C'est l'option qui a été retenue dans le projet, l'analyse étant focalisée sur l'importation d'hydrogène bas carbone. Lorsqu'il s'est avéré possible, le rétrofit a été envisagé pour prolonger la durée de vie des centrales. Étant donné qu'un grand nombre d'entre elles sont encore jeunes, cette solution représente un atout important pour la stratégie de « défossilisation » retenue.

En passant par la route maritime

En raison du potentiel renouvelable limité au Japon, il a été décidé d'étudier l'import d'hydrogène d'Australie. Dans le cadre du projet, l'industriel a souhaité ne considérer que les vecteurs « hydrogène » sans carbone et issus des EnR, éliminant ainsi le méthane (CH₄) (dont le e-CH₄) et le méthanol (CH₃OH)⁶ à cause des émissions locales de CO₂ liées à leur combustion lors de la production d'électricité.

L'horizon retenu est 2050 comme celui de l'objectif net zéro. Malgré l'incertitude qui pèse à cet horizon sur les économies australienne et japonaise ainsi que sur leur contexte géopolitique,

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

Encadré 2. SITUATION ÉNERGÉTIQUE AU JAPON EN 2022

Forte dépendance aux énergies fossiles

Les importations de combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) représentent 89,8 % de l'approvisionnement énergétique total. Les deux principales sources de production d'électricité au Japon sont le gaz naturel (33 % de la génération totale) et le charbon (31 %). L'intensité carbone de ce secteur figure ainsi parmi les plus élevées des pays membres de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) (source : www.iea.org/countries/japan).

Émissions de CO₂

Avec 7,9 tonnes de CO₂ par tête, le Japon est positionné au vingt-et-unième rang dans la liste des pays les plus gros contributeurs à l'effet de serre par habitant et au cinquième rang en matière d'émissions totales. Ses émissions de CO₂ provenant de la combustion des énergies fossiles s'élèvent à 988,9 millions de tonnes, soit 3 % de la part mondiale.

La principale source d'émissions de CO₂ est la production d'électricité et de chaleur qui représente 48 % des émissions totales de CO₂ liées à l'énergie (source : www.iea.org/countries/japan/emissions).

Green Growth Strategy

Tokyo a publié en décembre 2020 sa *Green Growth Strategy* en ligne avec l'objectif de neutralité carbone. Cette stratégie se concentre sur l'innovation dans quatorze domaines prioritaires présentant un potentiel de croissance verte. Elle table notamment sur un développement ambitieux des énergies renouvelables, une relance du nucléaire et le déploiement de nouvelles technologies, incluant l'hydrogène bas carbone, des réacteurs nucléaires avancés plus sûrs et le recyclage du CO₂. Le Japon est d'ailleurs l'un des premiers pays à avoir lancé une stratégie nationale en faveur de l'hydrogène, affirmant déjà en décembre 2017 sa volonté de devenir la première « société hydrogène » au monde (source : www.iea.org/reports/japan-2021). La stratégie du Japon combine ambitions climatiques et enjeux en termes de positionnement stratégique industriel.

l'analyse se situe dans le cadre d'un unique scénario fixant plusieurs facteurs structurants, tels que la taille du marché de l'électricité au Japon, le prix des énergies fossiles, la capacité de production d'EnR en Australie, les normes réglementaires concernant le transport maritime de substances dangereuses, etc.

2. Le choix des chaînes les plus prometteuses

Avant de faire un choix, la liste des alternatives envisageables doit être élaborée, ce qui représente un travail important puisqu'il convient de s'entendre sur le périmètre du système technique et de caractériser précisément toutes les briques qui le composent, tout en envisageant dans le même temps les perspectives de développement scientifique et technique.

Des alternatives technologiques variées

Une chaîne logistique de transport d'hydrogène se décompose en plusieurs étapes (cf. Figure 1). Le projet en a retenu sept qui se succèdent comme suit :

1. Transformation de l'hydrogène en vecteur de transport ;
2. Stockage dans un port en Australie ;
3. Transport par bateau de l'Australie au Japon ;
4. Stockage dans un port au Japon ;
5. Distribution du vecteur sur le lieu de production de l'électricité ;



Figure 1. Ensemble des étapes d'une chaîne de transport d'hydrogène

6. Transformation du vecteur dans une forme utilisable;
 - le gaz ammoniacal (NH_3) sous pression atmosphérique et jusqu'à 8 bars;
7. Production d'électricité par combustion directe des molécules (possiblement précédée d'un craquage pour obtenir l'hydrogène).
 - le liquide H_2 (LH_2) à température très basse (-273 °C sous pression atmosphérique) nécessitant le déploiement de bateaux cryogéniques pour son transport maritime;

Le rendement global de l'ensemble de la chaîne dépend des technologies mobilisées. Le Tableau 2 donne une fourchette située entre 20 % et 40 % à l'horizon prospectif retenu.

Les étapes correspondant à la production d'électricité par les EnR en Australie, comme celles qui concernent la production et le stockage de l'hydrogène sur le sol australien, sont incluses dans l'estimation des indicateurs, mais non considérées dans la comparaison, car communes à toutes les chaînes.

Chacune des étapes peut être réalisée en mobilisant une technologie à choisir parmi un ensemble de briques techniques, caractérisées par des conditions de fonctionnement (pression, température, puissance, etc.), un rendement énergétique, un bilan environnemental global et un coût d'investissement et de fonctionnement. Une chaîne logistique est ainsi composée d'un assemblage de briques dont le cheminement est techniquement réalisable aujourd'hui, ou bien dans le futur, selon les hypothèses retenues concernant les avancées de la R&D.

Parmi les grandes familles de technologies permettant de transporter et de stocker l'hydrogène, le projet s'est penché sur celles qui mobilisent :

- la technologie *Liquid Organic Hydrogen Carrier* (LOHC) qui consiste à fixer de l'hydrogène au moyen de liquides organiques accepteurs et donneurs de l'atome.

La technologie H_2 comprimé (H_2C) a été écartée car jugée non pertinente pour des transports longue distance.

En amont de l'analyse multicritère, une étude menée de façon indépendante — et non développée dans la présente contribution — a porté sur la caractérisation d'un nombre de combinaisons réalisables, supérieur à cent. Une sélection fondée sur un modèle d'optimisation technico-économique a été opérée pour ne retenir qu'un nombre restreint de variantes efficaces du point de vue économique et environnemental. L'évaluation environnementale s'est appuyée sur une analyse du cycle de vie (ACV⁷) globale, tenant compte, notamment, des émissions de CO_2 et de l'utilisation de ressources minérales. À noter que la méthode de sélection utilisée ne considérait ni la sûreté des chaînes, ni les facteurs liés à leur développement industriel ou leur intégration socioéconomique.

C'est ainsi que treize variantes présélectionnées en amont ont servi de point de départ à

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

l'analyse multicritère. En considérant plus largement le système sociotechnique attaché aux différentes chaînes logistiques, cette analyse a permis d'apporter un nouveau regard sur leur classement. En outre, elle a permis aux membres du projet d'explicitier leurs préférences quant à la conduite de la transition vers l'objectif net zéro, et de dialoguer sur les multiples enjeux de l'option stratégique retenue.

Une liste de treize chaînes à comparer

Pour chacun des vecteurs NH_3 , LH_2 et LOHC, ont été retenues plusieurs variantes (cf. Tableau 2) :

- Une chaîne «de base» composée des technologies les plus matures ;
- Une chaîne «prometteuse» fondée sur un ensemble de technologies vouées à être très performantes en 2050 pour un déploiement massif, avec néanmoins d'importants verrous technologiques à lever ;
- Des chaînes «en rupture» comportant des technologies innovantes potentiellement disponibles à long terme.

Caractérisation des variantes

Les chaînes «de base» et «prometteuse» de la synthèse de l'ammoniac (NH_3) mobilisent le procédé traditionnel Haber-Bosch dont la première application industrielle par BASF remonte à 1913, tandis que celle qui est dite «en rupture» fait appel au procédé *chemical loop*. Une variante NH_3 comportant un procédé innovant permettant de synthétiser l'ammoniac par électrolyse a également été introduite. Il s'agit de la chaîne «en rupture (électrolyse directe)».

Les chaînes LH_2 «de base» mobilisent en Australie des trains de liquéfaction de 50 tonnes par jour (à -273°C , sous pression atmosphérique) et, au Japon, des unités de gazéification de l'hydrogène. Concernant les versions «en rupture», le cycle de liquéfaction, supposé être plus efficace, devrait pouvoir produire 300 tonnes par jour.

L'ensemble des chaînes LOHC mobilisent des procédés d'hydrogénation et déshydrogénation similaires. Seules les molécules mobilisées diffèrent : fossile pour la chaîne «de base», biosourcée pour la chaîne «prometteuse» ou encore «idéale», restant à développer, pour la chaîne «en rupture». Celle-ci, supposée cumuler les avantages en matière de contenu hydrogène, de besoin en énergie, d'impact environnemental et de coût de production, est proposée pour examiner les performances d'une chaîne nettement améliorée.

Focus sur la production d'électricité au Japon

Avec les vecteurs LH_2 et LOCH, la technologie utilisée pour produire l'électricité est une turbine, de type *Gas Turbine Combined Cycle* (CCGT), fonctionnant avec du gaz H_2 pur alors que le procédé nécessite une transformation supplémentaire si son alimentation est de l'ammoniac. Cette solution a été testée avec une variante appelée NH_3 «CCGT craquage hydrogène à 100 %», dans laquelle la turbine est alimentée en hydrogène provenant du craquage à 100 % de NH_3 .

Le vecteur LH_2 a la particularité de pouvoir s'adapter facilement aux centrales électriques existantes, ce qui n'est ni le cas d' NH_3 , ni celui de LOCH, qui nécessite une étape d'hydrogénation en Australie et une étape de déshydrogénation au Japon. Par conséquent, une variante supplémentaire dans laquelle la production d'électricité se fait à partir d'une unité existante «rétrofitée» a été ajoutée pour NH_3 et pour LOCH, les autres briques étant calquées sur la chaîne «prometteuse». Il s'agit des variantes appelées « NH_3 rétrofit sur chaîne prometteuse» et «LOCH rétrofit sur chaîne prometteuse».

Périmètre du système technologique considéré dans la comparaison

L'étude de cas s'inscrit dans la stratégie net zéro à l'horizon 2050, visant 10 % d'hydrogène dans le mix électrique, soit environ 125 térawattheures électriques (5 à 10 MtH_2/an), ce qui représente

près de 16 gigawattheures électriques (GWe) de capacités installées sur plusieurs sites industriels.

L'analyse multicritère réalisée se réfère à un site industriel apte à fournir 3800 GWe par an au Japon, ce qui correspond à 480 mégawattheures électriques, sous l'hypothèse de 7900 heures de fonctionnement (facteur de charge de 90 %).

La capacité des navires effectuant le trajet (6500 km en dix jours environ) dépend de la maturité des variantes envisagées et de la molécule transportée. En ce qui concerne les chaînes les plus matures, la capacité est estimée à 55 000 m³ pour NH₃, 37 000 m³ pour LH₂ et 85 000 m³ pour LOHC. Cela implique la rotation d'un seul bateau pour l'ammoniac et de trois bateaux pour les deux autres molécules. Dans le cas des solutions plus innovantes, la capacité des navires reste inchangée pour NH₃ tandis qu'elle est estimée à 160 000 m³ pour LH₂ et 185 000 m³ pour LOHC.

La consommation énergétique, le rendement et le bilan environnemental de l'ensemble des chaînes ont été évalués sur un périmètre qui inclut la production d'hydrogène en Australie et son utilisation dans les centrales électriques au Japon. La méthodologie employée est celle communément utilisée pour effectuer les bilans de filière, comptant l'ensemble des ressources et vecteurs énergétiques entrant et sortant du périmètre considéré (électricité, chaleur, carburants). Ainsi l'ACV réalisée est globale.

Des objectifs, des critères à expliciter et évaluer

Les objectifs reflétant les visions multiples de l'industriel

La comparaison multicritère des chaînes logistiques acheminant l'hydrogène depuis l'Australie jusqu'aux centrales électriques japonaises repose sur les objectifs visés par l'industriel pour conduire la transition écologique. Celui-ci a mis en avant «le service rendu» pour repérer les chaînes les plus prometteuses. Afin d'expliquer ce qu'il mettait derrière ce concept, nous

avons organisé des séances de *brainstorming*, avec les acteurs du projet censés représenter ses intérêts. Elles ont permis d'élaborer un arbre d'objectifs — comme le propose la méthode de Keeney [1992] — à deux niveaux. Le premier traduit les grandes priorités associées au développement et au déploiement de ces systèmes innovants qui s'inscrivent dans l'atteinte de l'objectif net zéro à l'horizon 2050. Sachant que l'industriel doit engager des moyens dans la R&D, les priorités relèvent à la fois de considérations scientifiques et techniques, et de projections opérationnelles et économiques de long terme. Toute la difficulté du projet a résidé d'ailleurs dans la prise en compte des visions variées associées à une équipe composée à la fois d'ingénieurs issus des départements R&D et d'industrialisation, et d'opérationnels appartenant à des unités commerciales.

Dans ce contexte, nous avons retenu quatre objectifs de premier niveau :

- maîtriser le risque R&D;
- rendre la filière compétitive et attrayante pour les industriels japonais;
- maîtriser la sûreté du transport maritime;
- limiter l'impact global sur la santé et l'environnement.

Le second niveau correspond aux objectifs intermédiaires qui décrivent plus finement les attentes. Ils sont au nombre de douze :

- deux se réfèrent à la technologie (R&D et maturité),
- quatre sont liés à la compétitivité (rendement global, coût d'investissement, mobilisation de l'industrie japonaise, potentiel du marché),
- quatre autres à la sûreté durant les opérations de manipulation et de transport maritime de substances à risque, notamment en cas de collision en mer, de panne ou bien d'erreur lors des opérations de ravitaillement

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

Objectifs de premier niveau	Objectifs de second niveau	Critères (unité) ¹
Maîtriser le risque R&D	Minimiser les verrous technologiques	1 - Verrous R&D (note) [-]
	Viser la maturité marché	2 - Nombre d'années depuis 2023 jusqu'à l'investissement [-]
Rendre la filière compétitive et attrayante pour les industriels japonais	Optimiser les conditions d'exploitation	3 - Rendement énergétique ² (%) [+]
	Minimiser le coût d'investissement	4 - CAPEX ³ initial et de renouvellement (k\$) [-]
		5 - CAPEX des stocks tampons permettant d'assurer un approvisionnement continu (k\$) [-]
		6 - CAPEX réutilisé (k\$) [+]
		7 - Actualisation en 2023 des flux monétaires sur la durée de l'investissement (taux = 8 % ⁴) [-]
	Mobiliser l'industrie japonaise	8 - Mobilisation de l'industrie japonaise (note) [+]
Augmenter le potentiel marché	9 - Autres usages de l'hydrogène (note) [+]	
Maîtriser la sûreté du transport maritime	Réduire les risques de navigation	10 - Risques de navigation (note) [-]
	Réduire les risques externes (collision avec un bateau et risque d'inflammation du réservoir)	11 - Risques externes (note) [-]
	Réduire les risques autres que ceux liés au ravitaillement (soutage)	12 - Risques autres que le soutage (note) [-]
	Réduire les risques de ravitaillement (soutage)	13 - Risques de soutage (note) [-]
Limiter l'impact global sur la santé et l'environnement (ACV)	Limiter le risque climatique	14 - Émissions de CO ₂ par unité électrique produite (kgCO ₂ eq/MWhe) [-]
	Limiter les autres impacts environnementaux	15 - Émissions de particules par unité électrique produite (indicateur ACV/MWhe) [-]
		16 - Rejets d'azote dans l'eau par unité électrique produite (kgNeq/MWhe) [-]
		17- Utilisation de ressources rares par unité électrique produite (kgSbeq/MWhe) ⁵ [-]
		18 - Consommation d'eau par unité électrique produite (m ³ /MWhe) [-]

1. Attribution d'une note par les acteurs du projet pour les critères non évalués durant l'analyse technico-économique réalisée en amont.

2. Le rendement a été considéré comme une variable représentative («proxy») des dépenses d'exploitation des chaînes (OPEX pour «operational expenditure»).

3. CAPEX (pour «capital expenditure») correspond au total des dépenses d'investissement consacrées à l'achat des équipements.

4. L'actualisation a été introduite afin de privilégier, sur le plan économique, les chaînes dont les dépenses d'investissement sont retardées dans le temps. Ce critère avantage les chaînes non matures. Des analyses de sensibilité à la valeur du taux n'ont cependant pas été effectuées.

5. Le minerai choisi pour la comparaison est l'antimoine (Sb).

Tableau 1. Objectifs et critères d'évaluation retenus –

[+] (respectivement [-]) signifie que le critère est à maximiser (respectivement à minimiser)

(augmentation de la pression dans le réservoir, inflammation, exposition toxique, etc.),

- et les deux derniers, à l'environnement et la santé (émissions de CO₂ et autres impacts environnementaux sur l'ensemble du cycle de vie).

Les critères pour évaluer les objectifs

Enfin, une famille de dix-huit critères⁸ a été élaborée pour mesurer, à l'aide d'indicateurs chiffrés, l'atteinte des objectifs en s'assurant de la disponibilité des données pour caractériser chacune des chaînes considérées (cf. Tableau 1). Entre crochets est indiqué si le critère doit être maximisé [+] ou bien minimisé [-].

	Verrous technologiques (note de 1 à 5 à minimiser)	CAPEX initial (Md\$)	Rendement global sur toute la chaîne	Émissions de CO ₂ (kgCO ₂ eq/MWhe)	Risques de navigation (note de 1 à 11 à minimiser)
1 - LOHC cas de base	2	3,40	22 %	176	2
2 - LOHC prometteuse (développement massif en 2050)	2,5	3,27	23 %	167	2
3 - LOHC en rupture	3	1,88	41 %	74	2
4 - LOHC rétrofit sur chaîne prometteuse	2,5	2,56	23 %	165	2
5 - LH ₂ cas de base	1,5	3,61	32 %	127	4
6 - LH ₂ prometteuse (développement massif en 2050)	5	3,62	35 %	122	4
7 - LH ₂ en rupture	5,5	3,62	37 %	114	4
8 - NH ₃ cas de base	1	2,52	24 %	130	11
9 - NH ₃ prometteuse (développement massif en 2050)	2,5	2,64	29 %	110	11
10 - NH ₃ CCGT craquage hydrogène à 100 %	1,5	2,07	32 %	94	11
11 - NH ₃ en rupture (<i>chemical loop</i>)	3	1,87	33 %	80	11
12 - NH ₃ en rupture (électrolyse directe)	4	0,95	27 %	94	11
13 - NH ₃ rétrofit sur chaîne prometteuse	2,5	1,89	32 %	94	11

Tableau 2. Performance des chaînes logistiques étudiées, selon cinq des dix-huit critères considérés

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

Les données et dires d'expert

Dans le projet, la performance des composantes technologiques des chaînes est projetée de manière tendancielle, hormis pour les technologies de rupture intégrées dans les variantes les plus innovantes. Le cadre étant posé, l'évaluation des critères a reposé sur :

- L'évaluation technico-économique (critères 2 à 7) et l'analyse ACV (critères 14 à 18), toutes deux réalisées en amont de l'analyse multicritère. Ces analyses sont fondées à la fois sur des « dires d'expert » et sur des données issues d'un panel très conséquent d'articles académiques décrivant les technologies hydrogène dans des référentiels non nécessairement homogènes. Elles comportent donc des biais inhérents à ce type d'exercice.
- L'attribution de notes grâce à l'interrogation des acteurs du projet (critères 1, 7 à 9) et, pour la sûreté des chaînes (critères 10 à 13), une analyse de la littérature professionnelle [Together in Safety, 2022]. Il existe ici aussi des imprécisions dont on pourrait mesurer l'impact sur les résultats finaux, grâce à des analyses de sensibilité.

Afin de donner un aperçu des caractéristiques des chaînes — sans toutefois noyer le lecteur dans une revue détaillée —, nous reportons au Tableau 2 l'évaluation des treize chaînes logistiques selon cinq critères « familiers ». L'estimation des critères, CAPEX, rendement, émissions et risques de navigation, résulte d'une projection en 2050.

Valeurs défendues et priorité accordée aux objectifs

La pondération des objectifs (et des critères associés) figure parmi les étapes les plus importantes d'une analyse multicritère car elle impacte fortement le classement final, et dans le cas présent, les moyens engagés dans les orientations technologiques. Cependant dans la pratique, il n'est pas toujours aisé de faire révéler à l'autorité qui décide le poids qu'elle attribue

aux différents objectifs, ses préférences étant très souvent implicites.

Pour contourner cette difficulté, nous avons organisé une séance de jeu de rôle avec quatre représentants du décideur industriel, chacun invité à pondérer les quatre objectifs de rang un selon sa vision de la transition. Une fois les préférences révélées à ce premier niveau, il a été supposé que les objectifs de niveau deux, ainsi que les critères associés, avaient un poids équivalent. Pour chaque niveau, la somme des poids vaut 100 %.

L'exercice a conduit à explorer quatre scénarios contrastés :

- Le premier, appelé « tendanciel » ou « technologique », donne la priorité à la compétitivité et à la réduction des émissions de CO₂. Il est très proche de l'angle de vue qui a motivé l'analyse technico-économique faite en amont.
- Le second, dit « américain », suppose que les verrous R&D seront surmontés et que la compétitivité est le moteur de l'innovation, en respectant bien entendu la finalité du projet, à savoir la transition écologique. Ce scénario intègre ainsi l'objectif net zéro, la préservation de l'environnement et la sûreté des chaînes.
- Le troisième, nommé « sécurité », attribue à la sécurité de la chaîne logistique une priorité absolue en accordant aux trois autres objectifs un poids équivalent.
- Le quatrième, « environnement », donne la priorité à la sécurité ainsi qu'aux impacts environnementaux, au détriment de la compétitivité.

Le Tableau 3 récapitule ces scénarios contrastés, chacun sensé refléter les valeurs et le profil d'un décideur potentiel au sein de l'industrie.

Le modèle de comparaison multicritère

La comparaison des chaînes s'est faite grâce à l'introduction de fonctions d'utilités partielles pour chacun des dix-huit critères. Une utilité, dite partielle car associée à un seul critère, reflète le score relatif d'une chaîne vis-à-vis de ce critère. Pour simplifier, on a supposé que ces fonctions étaient linéaires, alors qu'elles devraient davantage refléter les préférences du décideur et tout particulièrement son aversion au risque⁹. Quoiqu'il en soit, nous avons procédé à l'encodage de ces fonctions sans interroger l'industriel¹⁰ et en attribuant un score nul (respectivement valant un) à la chaîne dont la performance est la plus

mauvaise (respectivement, la meilleure) vis-à-vis de ce critère.

L'utilité globale d'une chaîne logistique vis-à-vis de l'ensemble des critères a ainsi pu être évaluée en faisant la somme pondérée des utilités partielles, le jeu de poids reflétant les préférences de l'autorité amenée à se prononcer sur le classement des chaînes les plus prometteuses. Cette méthode présente l'avantage d'aboutir à un classement ordonné sans qu'il soit nécessaire de ramener tous les critères en unité monétaire, comme on le ferait avec une analyse coût-avantage.

Nom du scénario	Profil du décideur	Pondération des objectifs de premier niveau			
		Risque de R&D	Compétitivité	Sécurité	Environnement
Tendanciel Crédit donné aux modèles d'optimisation technico-économique mettant en avant le coût des technologies (assimilé à leur maturité) et les émissions de CO ₂	Ingénieur-chercheur, département R&D	20 %	35 %	10 %	35 %
Américain Vision optimiste : la technologie n'est pas un verrou car on surmontera les risques technologiques en mettant les moyens dans la R&D	Ingénieur-économiste ou financier	10 %	30 %	30 %	30 %
Sécurité Axé sur la sécurité de la chaîne logistique	Ingénieur opérationnel « unité de déploiement technique »	15 %	15 %	55 %	15 %
Environnement Vision fondée sur un nouveau paradigme permettant d'éviter la « fin du monde » : la priorité est donnée à la pérennité des choix à long terme, au détriment des objectifs de rentabilité	Acteur particulièrement sensible à la sécurité et à l'environnement	15 %	5 %	40 %	40 %

Tableau 3. Les quatre scénarios « vision de la transition » envisagés

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

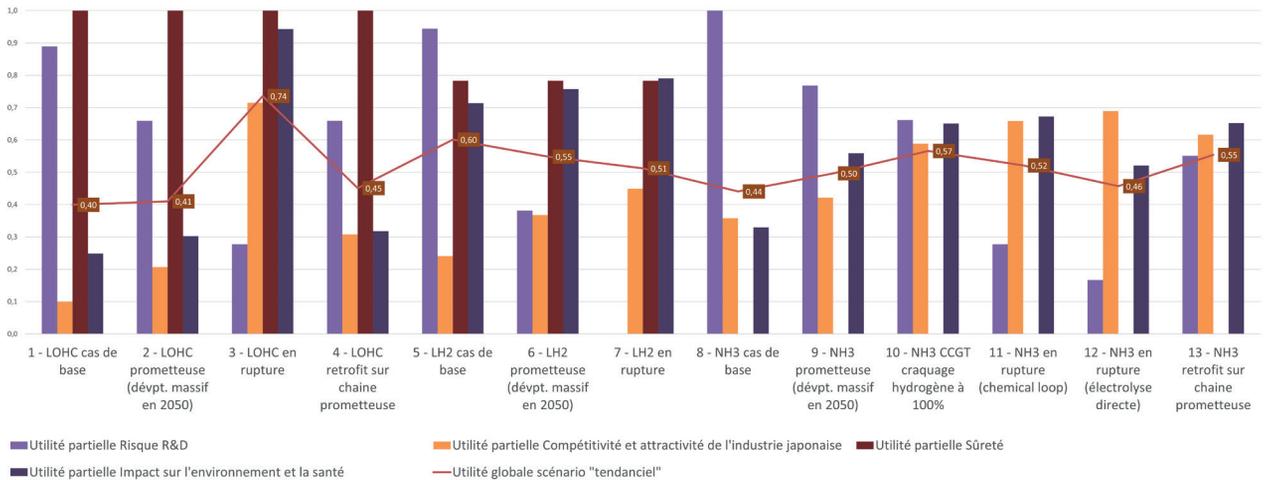


Figure 2. Utilités partielles moyennes par famille de vecteur (toutes catégories)

3. Les résultats

Pour l'ensemble des chaînes, nous présentons, dans un premier temps, les utilités partielles relatives aux objectifs de niveau deux, puis les classements obtenus selon les différents scénarios liés au profil du décideur.

Utilités partielles

La Figure 2 présente les utilités partielles des chaînes fondées sur les objectifs de niveau deux pondérés uniformément. Nous avons représenté dans le même temps l'utilité globale des chaînes selon le scénario «tendancy».

Concernant la sûreté, la famille des chaînes NH₃ obtient le plus mauvais score (score nul). En portant la comparaison sur les cas de base uniquement, nous constatons cependant que la chaîne NH₃ présente un risque R&D moindre (utilité partielle plus élevée) que les chaînes LH₂ ou LOHC tout en étant plus compétitive et attrayante pour les industriels japonais. La chaîne LOHC est celle qui présente le risque R&D le plus grand. Quant à l'impact sur l'environnement et la santé, c'est la chaîne LH₂ qui arrive en tête, suivie des chaînes NH₃ puis LOHC.

Bien que cela ne se voie pas avec les utilités partielles moyennes de niveau 2, la famille LH₂ est avantagée quant à son «potentiel marché» puisque le produit peut avoir d'autres débouchés (intermédiaire pour la synthèse chimique ou le raffinage, usages en aciérie, synthèse de e-fuels...). L'ammoniac aussi, dans une moindre mesure (fabrication des engrais notamment), tandis que la famille LOHC obtient une utilité nulle sur ce critère.

Le classement des chaînes selon des profils supposés

Le scénario «tendancy»

Rappelons que ce scénario donne la priorité à la compétitivité et à la réduction des émissions de CO₂ (cf. Tableau 3). Cela se répercute sur la pondération des 12 objectifs de second niveau (cf. Figure 3) et *in fine* sur celle des dix-huit critères. Le critère 14, émissions de CO₂ par unité électrique produite, avec un poids de 17,5 %, est ainsi classé en tête, suivi du critère 4, CAPEX initial et de renouvellement, comptant pour près de 13 % du total (cf. Figure 4).

Le classement des chaînes obtenu (cf. Figure 5) est proche de celui qui résulte de l'optimisation

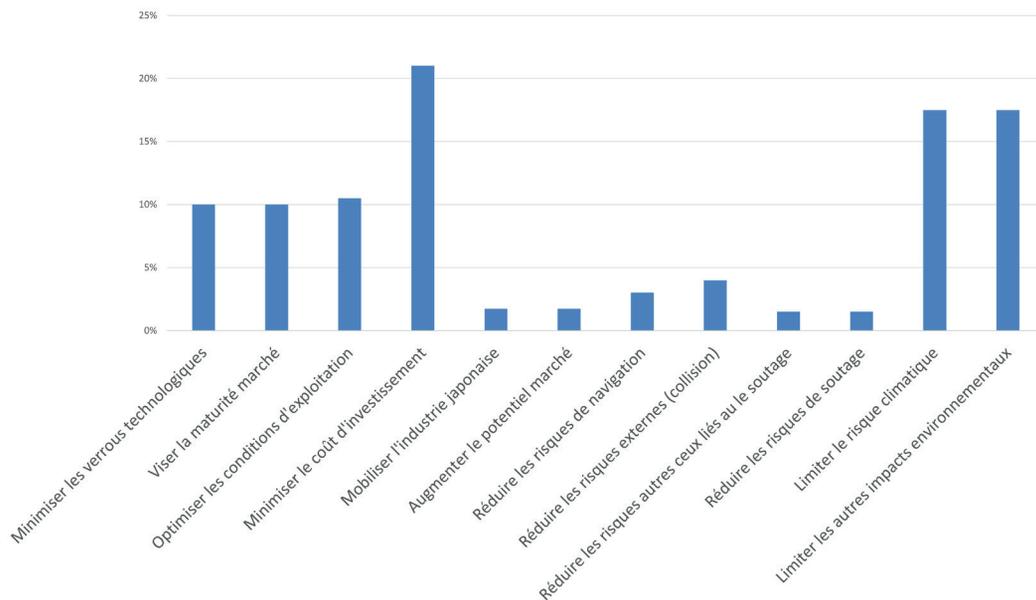


Figure 3. Pondération des objectifs de second niveau (scénario tendanciel)

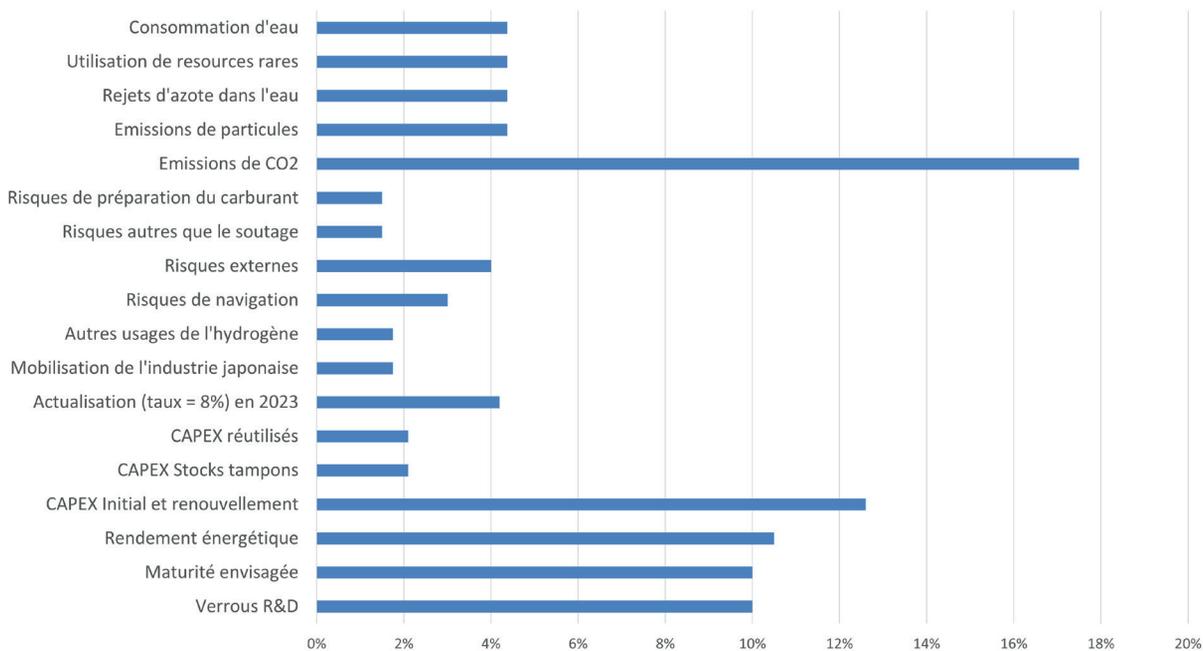


Figure 4. Pondération des critères de dernier niveau (scénario tendanciel)

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

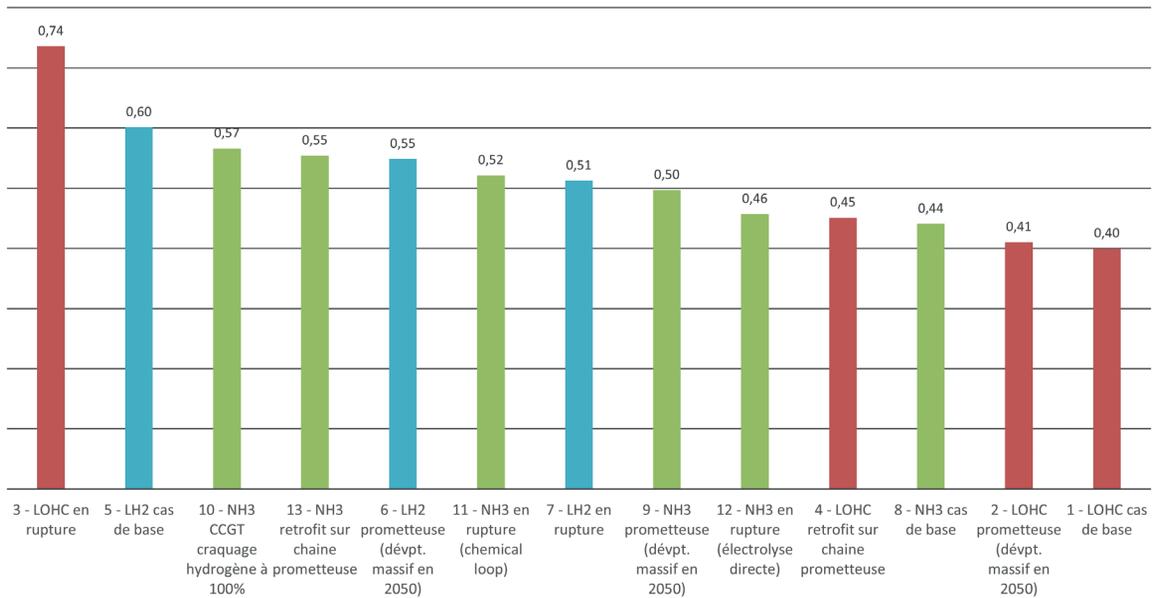


Figure 5. Utilités globales des chaînes (scénario «tendanciel»)

technico-économique faite en amont de l'analyse multicritère et fondée sur les caractéristiques techniques des chaînes (focalisation sur le coût des technologies, les émissions de CO₂ et autres indicateurs ACV, sans prise en compte explicitement de la sûreté, ni de l'intégration des chaînes dans le tissu industriel et social).

Si l'on regarde uniquement les cas de base, la chaîne LH₂ est classée en premier, suivie des chaînes NH₃ puis LOHC.

La chaîne LOHC en rupture obtient une utilité globale très élevée. Le résultat repose sur le fait que la molécule envisagée cumule les meilleures performances en termes de sûreté, d'environnement et de santé. Mais il s'agit d'une molécule « hypothétique » qui n'existe pas encore aujourd'hui (risque R&D élevé). Ce résultat est donc à considérer avec prudence (voire à part) d'autant que l'utilité globale obtenue pour cette variante (0,74) est bien supérieure à celle des autres chaînes de la famille LOHC (moyenne des utilités valant 0,5). Nous l'avons conservée afin de souligner la particularité que représente l'intégration d'un cas théorique dans ce type d'analyse.

La chaîne LH₂ cas de base apparaît en seconde position. Disponible rapidement, elle obtient un bon score tant vis-à-vis de la sûreté que de l'environnement et la santé. En moyenne, les chaînes LH₂ ont une utilité meilleure que les chaînes NH₃ (0,55 vs 0,51) bien que leur fonctionnement nécessite des conditions de température très basse. Leur bonne note relative est sans doute liée au fait que l'incertitude sur la faisabilité technique de leur déploiement à grande échelle n'ait pas été suffisamment intégrée dans l'évaluation.

Arrivent en troisième et quatrième positions les chaînes de la famille NH₃ : NH₃ CCGT craquage hydrogène à 100 % et NH₃ rétrofit sur chaîne prometteuse.

On observe que les chaînes LOHC ont les moins bonnes évaluations, en raison de leurs faibles performances techniques et économiques projetées.

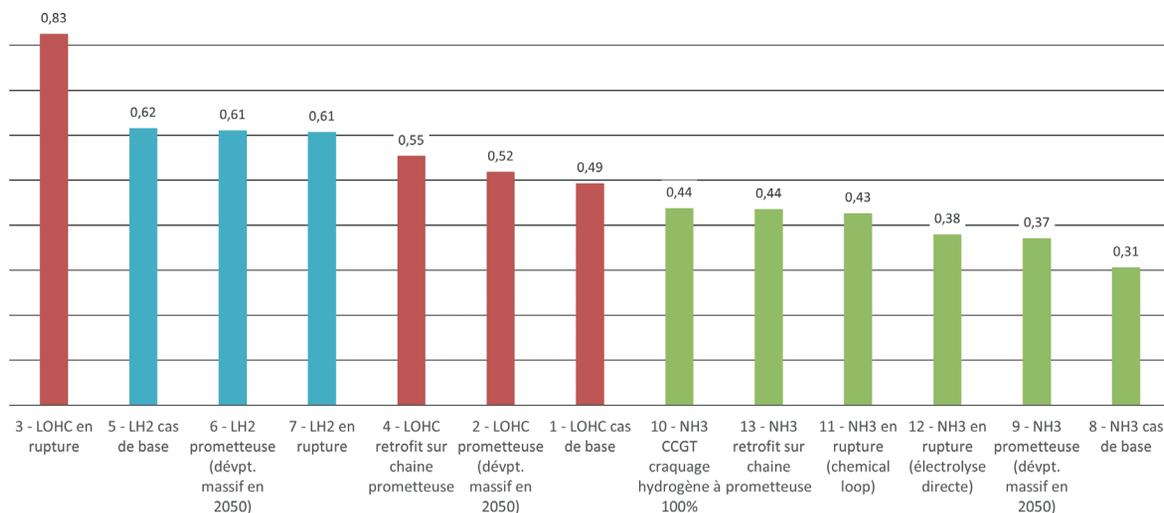


Figure 6. Utilités globales des chaînes (scénario « américain »)

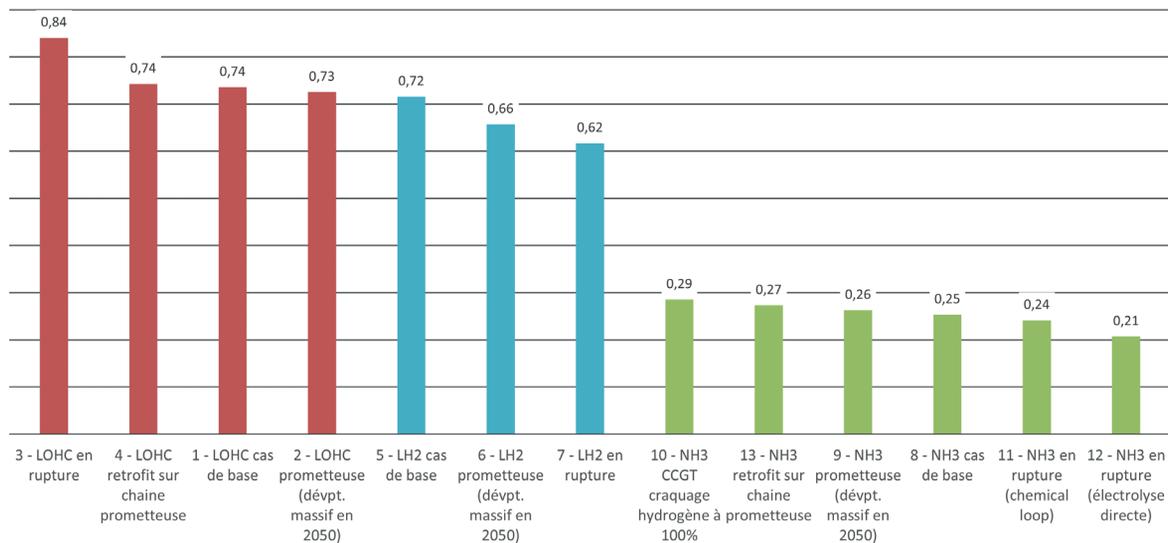


Figure 7. Utilités globales des chaînes (scénario « sécurité »)

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

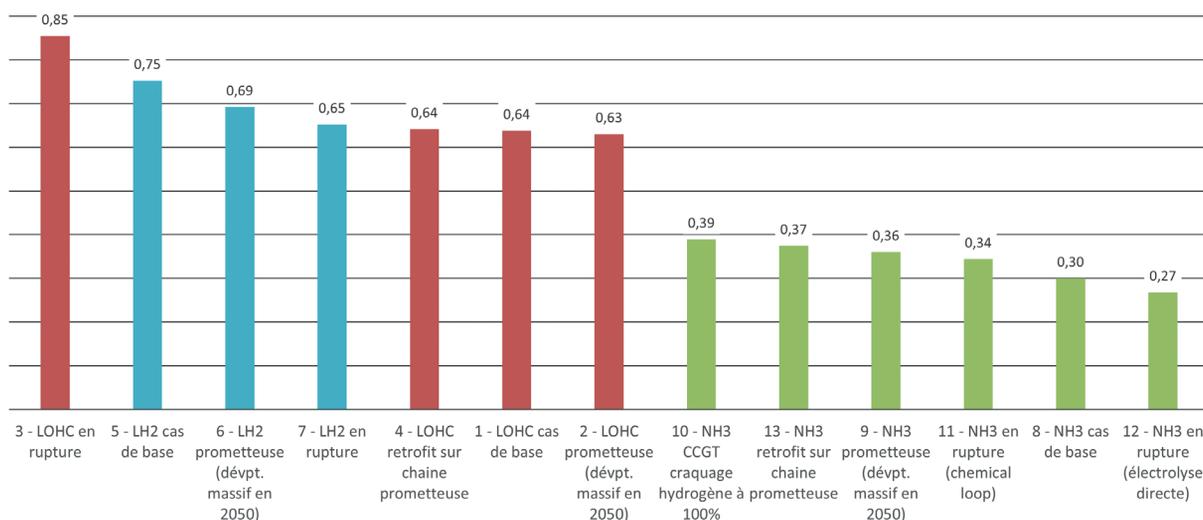


Figure 8. Utilités globales des chaînes (scénario « environnement »)

Le scénario « américain »

On suppose que les freins technologiques ont peu d'importance, la compétitivité étant le moteur de l'innovation (cf. Tableau 3).

Comme précédemment, les chaînes LOHC en rupture et LH₂ cas de base arrivent en tête du classement avec des utilités encore plus élevées (cf. Figure 6). La chaîne LH₂ prometteuse (développement massif en 2050) obtient la troisième place. On observe que la famille NH₃ ressort en dernière position avec une utilité globale moyenne égale à 0,39, la famille LH₂ obtenant la valeur moyenne de 0,61 et la famille LOHC, 0,60.

Si l'on se focalise uniquement sur les cas de base, le classement est LH₂, LOHC puis NH₃ en dernier.

Le scénario « sécurité »

La sécurité est prépondérante et la pondération des trois autres objectifs, équilibrée (cf. Tableau 3).

La Figure 7 fait apparaître la famille LOHC en première position (moyenne des utilités globales valant 0,76) suivie de la famille LH₂ (moyenne des utilités à 0,66). La chaîne cas de base LOHC devance d'ailleurs LH₂. Toujours en dernière position, la famille NH₃ voit son utilité diminuer drastiquement (moyenne valant 0,25) en raison de son mauvais score en matière de sûreté.

Le scénario « environnement »

Ce scénario donne la priorité à la sécurité des chaînes et aux critères environnementaux, au détriment de la compétitivité (cf. Tableau 3).

La variante hypothétique LOHC en rupture mise à part, la famille LH₂ prend le dessus avec le cas de base en tête (cf. Figure 8). La famille NH₃ reste classée en dernier avec une moyenne des utilités globales de 0,34, les familles LOHC et LH₂ obtenant respectivement 0,69 et 0,7.

Quel bilan tirer des résultats?

Regardons successivement les trois familles de chaînes en soulignant les défis technologiques associés et les verrons à libérer pour que les filières en rupture, ou prometteuses, aient des chances de voir le jour.

Chaînes NH₃

Malgré sa maturité technologique et sa relative compétitivité, la technologie NH₃ est pénalisée dans la plupart des scénarios par son mauvais score vis-à-vis de la sûreté. Cela est dû au risque chimique associé à la molécule d'ammoniac obligeant la mise en place de protocoles spécifiques et contraignants pour son transport et son stockage massifs.

Chaînes LOHC

Les chaînes qui reposent sur la technologie LOHC — dont la molécule est très peu nocive — prennent l'avantage si la sûreté est mise en avant. Cependant, elles sont pénalisées par la consommation énergétique liée à la récupération de l'hydrogène, nécessitant la mobilisation d'une source extérieure de chaleur. Cette contrainte rend l'industrialisation du procédé délicate et la compétitivité relativement faible d'autant que le score environnemental n'est pas très élevé.

Il faudrait que la technologie bénéficie d'une R&D visant à diminuer les coûts et augmenter les rendements. Peut-être faudrait-il aussi réfléchir à diversifier la palette des débouchés pour rentabiliser les investissements.

Chaînes LH₂

Contrairement aux deux familles NH₃ et LOHC qui obtiennent des scores contrastés d'un scénario à l'autre, les chaînes LH₂ — qui présentent également un faible risque chimique et un bon score environnemental — obtiennent une utilité globale comprise entre 0,55 et 0,7 quelle que soit la pondération des objectifs. Cependant, la taille importante des réservoirs à très basse température reste encore un défi technique tant pour le

stockage que pour le transport. À cela s'ajoute la gestion de l'évaporation du gaz sur une longue distance de transport.

Ainsi, le score obtenu dans l'analyse multicritère sous-estime-t-il sans doute les difficultés technologiques et la nécessité de recourir à des bateaux cryogéniques sur 6500 km. Dans le cadre de l'évaluation des chaînes (procédés et logistiques) réalisée en amont de l'analyse multicritère, il aurait fallu faire une étude spécifique rendant mieux compte des incertitudes et défis technologiques à lever pour développer des bateaux cryogéniques opérant dans des conditions beaucoup plus sévères que celles du GNL. La question reste posée. C'est vraisemblablement ici que se situe le véritable enjeu de R&D concernant la molécule LH₂.

Conclusion

Comme nous l'avons souligné, l'objet de ce travail n'était pas de juger de la pertinence de la stratégie visant à utiliser «l'hydrogène vert» australien dans les centrales électriques japonaises, mais d'éclairer un industriel dans les choix technologiques qu'il aurait à faire pour s'y préparer.

La comparaison multicritère des chaînes logistiques de transport maritime d'hydrogène appliquée au cas Australie-Japon à l'horizon 2050 s'est avérée être un exercice difficile mais intéressant. Difficile, car il a déjà fallu s'entendre au sein de l'équipe projet, sur la définition des alternatives à comparer puis sur des critères de comparaison fondés sur des performances incertaines à long terme, l'objectif étant de se positionner aujourd'hui sur l'orientation des programmes de R&D.

À défaut d'être appréhendée dans toutes ses composantes sous la forme de scénarios — qui auraient pu être construits avec l'ensemble des acteurs du projet, l'incertitude inhérente à ces projections dans le futur a été traduite uniquement par la notion de «risque R&D», déclinée ensuite selon des critères à minimiser pour classer les chaînes. Or, il convient de souligner toute la difficulté à rassembler une information

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

sur les programmes de R&D qui soit suffisamment pertinente pour identifier correctement le potentiel d'émergence des options technologiques envisagées.

Les autres critères ont dû également être explicités afin de traduire au mieux ce que l'industriel entendait par «service rendu», une fois que la technologie, devenue mature, serait déployée. Pour classer les chaînes, nous avons ainsi dû considérer en même temps des préférences qui portaient sur des paris scientifiques et sur des hypothèses de faisabilité opérationnelle et de viabilité économique à l'horizon 2050.

Pour aider l'industriel à expliciter ses préférences, nous avons réalisé un jeu de rôle en simulant des points de vue contrastés sur la manière de conduire la transition énergétique. Sans surprise, cela a un impact sur le classement des technologies et sur les choix qui sont faits pour l'avenir. L'exercice a eu le mérite de souligner cette dépendance. Il a permis en outre de mettre en avant les avantages et les inconvénients des technologies NH_3 , LH_2 et LOCH pour transporter l'hydrogène et l'utiliser dans la production d'électricité. Il pourrait judicieusement être complété en intégrant d'autres systèmes techniques à l'instar du transport de l'hydrogène grâce au vecteur CH_4 ou méthanol lors du trajet aller Australie-Japon, couplé au transport de CO_2 au retour. Cette voie qui aurait le mérite d'utiliser les infrastructures de LNG existantes pourrait ressortir de l'analyse multicritère, pourvu qu'un poids non négligeable soit dédié à la réutilisation des investissements déjà réalisés. Si nous l'avons fait pour les équipements constituant les chaînes (critère 6, CAPEX réutilisé), il faudrait valoriser aussi l'utilisation des infrastructures existantes telles que les réseaux de gaz, les ports, etc. Le modèle multicritère pourrait ainsi être amélioré par l'ajout d'objectifs.

Au total, la mise en œuvre d'un processus de réflexion d'aide à la décision multicritère tient compte aussi bien d'éléments techniques relativement objectifs — pour la plupart issus de la littérature ou de connaissances «experts» — que de facteurs d'appréciation jouant sur le poids accordé aux priorités mais aussi sur les

projections faites pour le futur. Cette complexité demande du temps d'échange, de l'acculturation et la mobilisation de toutes les parties prenantes pour bien intégrer l'incertitude inhérente au développement scientifique, ainsi que celle qui résulte de l'évolution du contexte énergétique, réglementaire et géopolitique à long terme. Pour un industriel de l'énergie, aller au bout du processus de décision suppose de réaliser un travail d'évaluation de l'incertitude, ce qui n'a pas pu être mené entièrement dans cette étude de cas. Cependant, les bases du modèle sont là... son amélioration est à portée de main, d'autant que l'exercice a permis de sensibiliser l'équipe projet à la méthodologie de l'analyse multicritère en environnement incertain, et a aussi ouvert la voie à une meilleure compréhension de la pluralité des choix.

NOTES

1. Voir en particulier [Cleary, Graham, Posner, 2021].
2. Cf. l'étude de Australian Energy Market Operator [AEMO, 2013] pour une estimation de la capacité de production EnR pouvant être installée en Australie.
3. En anglais : *Carbon capture, use and storage*.
4. Japon et Corée du Sud à l'horizon 2050 et Chine en 2060. Voir l'étude de Kemp et al. [2021] qui pose la question des perspectives d'évolution de ces marchés selon différents scénarios sur l'engagement politique des pays importateurs.
5. Les carburants de synthèse ou électro-carburants, dits «e-fuels», sont produits à partir d'électricité renouvelable ou bas carbone (servant à produire de l'hydrogène par électrolyse) et de dioxyde de carbone ou d'azote dans le cas de l'e-ammoniac. Sous forme liquide ou à l'état gazeux, ils offrent une solution alternative ou complémentaire aux biocarburants issus de la biomasse.
6. Les cas non étudiés ici sont ceux du transport de l'hydrogène grâce au vecteur CH_4 ou méthanol lors du trajet aller Australie-Japon, couplé au transport de CO_2 au retour pour fournir le carbone recyclé destiné à la synthèse. Ainsi serait créée une utilisation vertueuse du carbone recyclé, qui permettrait des rotations de navires, en remplacement de voyages à vide au retour. En première approche, on notera

que la molécule de méthanol est 28 % plus légère que le CO₂. Celle du méthane est quant à elle 64 % plus légère. À quantité de carbone transporté égale, les masses transportées à l'aller et au retour seraient donc différentes, ce qui pourrait avoir un impact sur le dimensionnement des navires.

7. Une analyse du cycle de vie (ACV) a été conduite pour évaluer chaque brique technologique selon des critères d'émissions de CO₂, d'émissions de particules, d'eutrophisation, d'utilisation des ressources minérales et de consommation d'eau.

8. En toute rigueur, nous devrions parler ici non pas de critère mais d'attribut. L'attribut est ce que l'on mesure objectivement comme le rendement, le coût alors que le critère fait référence à l'interprétation du décideur concerné. Les fonctions d'utilité partielles (introduites plus loin) sont les véritables critères subjectifs permettant la comparaison des chaînes dans le référentiel de l'industriel.

9. On fait référence ici à une application plus rigoureuse de la méthode *Multiple Attribute Utility Theory* (MAUT), mise au point par R.L. Keeney et H. Raiffa [1976] qui se sont appuyés sur la théorie de l'utilité de Von Neumann et Morgenstern [1944] intégrant l'incertitude et le comportement du décideur face au risque.

10. La procédure aurait demandé une forte mobilisation des équipes représentant le décideur industriel, ce qui n'était pas compatible avec le temps imparti au projet. De plus, il aurait fallu accorder une place plus importante à la question de l'incertitude. Cependant, les données dont nous disposons, pour la plupart issues de la phase d'optimisation amont, étaient des prévisions tendanciennes inscrites dans un unique scénario d'évolution, donc supposées certaines (avec toutefois une plage de valeurs situées entre un minimum et un maximum, permettant de réaliser des analyses de sensibilité).

BIBLIOGRAPHIE

AEMO, 2013. 100 % renewable study.

AIE Australia, 2023. Energy Policy Review.

Cleary A., Graham S., Posner R., 2021. State and territory climate action: Leading policies and programs in Australia. ClimateWorks Australia.

Deloitte, 2019. Australian and Global Hydrogen Demand Growth Scenario Analysis. COAG Energy Council. National Hydrogen Strategy Taskforce.

IPCC, 2018. Special Report on Global Warming of 1.5 °C.

Keeney R.L., 1992. *Value Focused Thinking – A Path to Creative Decision making*. Harvard University Press, Cambridge.

Keeney R.L., Raiffa H., 1976. *Decisions with Multiple Objectives – Preferences and Value Tradeoffs*. John Wiley and Sons, New York. Nouvelle édition Cambridge University Press, 1993.

Kemp J., McCowage M., Wang F., 2021. Towards Net Zero: Implications for Australia of Energy Policies in East Asia. Reserve Bank of Australia Bulletin.

Together in Safety, 2022. Future fuel risk assessment. Site <https://togetherinsafety.info>, consulté en 2022.

von Neumann J., Morgenstern. O., 1944. *Theory of Games and Economic Behaviour*. Princetown University Press, Princetown, New Jersey.

Choix de la meilleure technologie pour le transport maritime d'hydrogène : cas Australie-Japon à l'horizon 2050

BIOGRAPHIES

GUILLAUME BOISSONNET travaille à I-Tésé, où il occupe le poste de référent en économie circulaire du carbone et en méthodes d'analyses multicritères. Il est directeur de recherche du CEA dans les domaines de l'énergie, de l'analyse systémique multi-vecteur et de l'évaluation technico-économique et environnementale. Ses études portent sur la complémentarité entre l'électricité et les systèmes carbonés, via l'usage de l'hydrogène, notamment dans le secteur des transports. Il a été représentant du CEA au sein du groupe biomasse de l'ANCRE. En 2024, il est *general chairman* de la conférence européenne EUBCE de Marseille.

NATHALIE POPIOLEK, expert senior en économie (habilitée à diriger des recherches), est spécialiste du management de l'innovation durable et de l'aide à la décision à long terme. Après 20 ans de recherche et d'études au CEA, elle est actuellement consultante chez Adæquate consulting et conseillère scientifique à France Stratégie. Elle enseigne à l'Université Paris-Dauphine et à l'INSTN Saclay.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le CCS et l'hydrogène bas carbone pour décarboner l'industrie française, *Richard Lavergne, Benoît Legait (n° 656, mai-juin 2021)*
- Importations d'hydrogène décarboné dans l'Union européenne : défis et opportunités (hors-série, octobre 2021)
- Comment estimer les coûts de production de l'hydrogène bas carbone, *Bertrand Charmaison (n° 663, juillet-août 2022)*
- Hydrogène naturel : son exploration-production a commencé, quelles sont les perspectives?, *Isabelle Moretti (n° 667, juillet-août 2023)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.