

Proposition de définition de l'hydrogène « propre »

Introduction

Il existe plusieurs méthodes pour produire de l'hydrogène « propre » (à faibles émissions de carbone). Ce document se concentre sur les deux méthodes les plus susceptibles de dominer la production future, à savoir l'hydrogène « vert » et l'hydrogène « bleu » :

- L'hydrogène « vert » est produit par électrolyse. L'électricité renouvelable passe par de l'eau pure (H_2O), qui sépare l'eau en hydrogène gazeux (H_2) et en oxygène gazeux (O_2). Si l'électricité est renouvelable et présente un faible facteur carbone (la quantité de CO_2e^1 émise lors de sa production, inférieure à environ 20 g de CO_2/kWh), alors le H_2 qui en résulte peut être considéré comme « propre » (conformément à la définition que nous proposons) avec de faibles émissions de CO_2e associées.
- L'hydrogène peut également être produit à partir du gaz naturel (méthane = CH_4) en le traitant avec de la vapeur chaude à l'aide des procédés de « reformage du

méthane à la vapeur » ou de « reformage autothermique » (ATR). Ce procédé génère principalement du H_2 et du CO_2 . Si le CO_2 est capté et stocké de manière permanente (éventuellement dans un stockage souterrain « géologique »), l'hydrogène qui en résulte est qualifié de « bleu ».

Dans certaines circonstances, la production d'hydrogène bleu peut générer de faibles émissions de CO_2e , auquel cas l'hydrogène obtenu peut être considéré comme « propre ». Dans d'autres circonstances, la production d'hydrogène bleu peut générer d'importantes émissions de gaz à effet de serre qui nuisent à l'environnement. Il est important de noter que les usines chimiques comme celles utilisées pour produire de l'hydrogène bleu ont généralement une durée de vie opérationnelle de 30 ans, en raison du coût élevé du capital. Par conséquent, toute nouvelle usine de traitement construite au cours de la prochaine décennie sera probablement encore exploitée dans les années 2060.

1 | Les émissions de CO_2e sont des émissions d'équivalent CO_2 , tenant compte du potentiel de réchauffement du globe (PRG) de tous les gaz à effet de serre associés libérés dans l'atmosphère.

La production d'hydrogène bleu ne peut donc pas être considérée comme une mesure temporaire ou provisoire. Cela dit, pour représenter une solution durable, tout nouveau procédé de production d'hydrogène doit respecter des normes rigoureuses en matière de neutralité carbone. (Voir [ici](#) pour une discussion sur ce point [en anglais].

Les exigences en matière de rendement pour l'hydrogène vert ont été précisées par l'organisation GH2 [1] (plus d'information à venir à ce sujet). Par conséquent, l'objectif de ce document est de définir les conditions dans lesquelles l'hydrogène bleu peut être considéré comme « propre », en s'appuyant sur la « norme » de GH2.

Émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'hydrogène bleu

Le processus de production d'hydrogène bleu comporte plusieurs sources d'émissions de gaz à effet de serre, comme le montre la figure 1. Ces sources comprennent ce qui suit :

- **Émissions en amont (« fugitives »)** de méthane CH₄ et d'autres hydrocarbures libérés par la chaîne d'approvisionnement en gaz injecté. Ces émissions peuvent provenir du puits de gaz (torchage, mise à l'air ou fuite) et de fuites dans l'infrastructure de la chaîne d'approvisionnement (tuyaux, pompes, vannes, récipients, etc.).
- **Source d'énergie :** Le processus nécessite des quantités d'énergie considérable, ce qui entraîne des émissions de CO₂e qui doivent être prises en compte. Il faut de l'énergie pour pomper le méthane, pour

fournir de l'eau, et surtout pour chauffer la vapeur et faire fonctionner l'usine de transformation. Une quantité importante d'énergie est également nécessaire pour pomper le CO₂ produit dans le stockage géologique.

- **Émissions de production :** Le processus de reformage émet des gaz à effet de serre (CH₄, CO₂, N₂O) ainsi que d'autres gaz ayant un potentiel de réchauffement (NO_x et H₂). Les principaux problèmes sont la capture incomplète du CO₂ et du méthane, ainsi que les fuites d'hydrogène des équipements.

Toutes ces émissions doivent être mesurées et comprises dans la quantification des émissions d'équivalent CO₂ associées à la production d'hydrogène bleu.

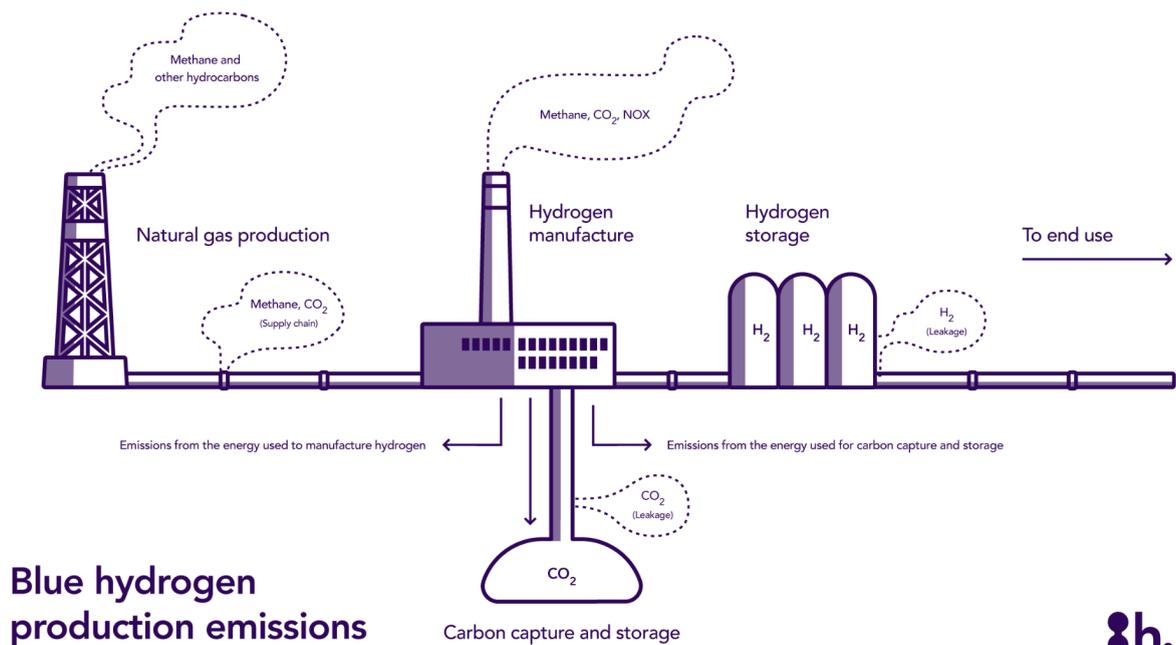


Figure 1. Émission de gaz lors de la production d'hydrogène bleu.

Concept de définition

Pour être défini comme « propre », l'hydrogène bleu doit au moins respecter les mêmes niveaux d'émissions que l'hydrogène vert. Par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre de l'hydrogène bleu au cours de son cycle de vie ne devraient pas être supérieures à celles de l'hydrogène vert. Cela permettra de garantir :

- Des conditions de concurrence équitables dans l'industrie de l'hydrogène : tous les produits à base d'hydrogène doivent répondre aux mêmes normes en matière d'émissions et devront respecter à l'avenir des normes rigoureuses en matière de neutralité carbone.
- Lorsque de l'hydrogène « propre » est utilisé (p. ex. pour décarboner les industries, les transports ou le chauffage), les émissions de CO₂e sont tout aussi faibles, quelle que soit la source de l'hydrogène.
- Toute personne décrivant des systèmes utilisant de l'hydrogène propre sera certaine du niveau d'émission intrinsèque, sans avoir à effectuer une analyse détaillée de l'origine de l'hydrogène. Cela simplifiera le commerce de l'hydrogène en harmonisant les marchés des différents pays.
- La meilleure technologie offerte sera utilisée uniformément pour la production d'hydrogène.
- Les subventions pour la production d'hydrogène ne favoriseront pas un secteur de l'industrie par rapport à un autre.

La définition

Le point de départ de la définition de l'hydrogène propre est la « norme de l'hydrogène vert » suivante, proposée par la Green Hydrogen Organization (GH2) [1] :

« L'hydrogène vert est de l'hydrogène produit par l'électrolyse de l'eau avec 100 % ou près de 100 % d'énergie renouvelable avec des émissions de gaz à effet de serre presque nulles (≤ 1 kg de CO₂e par kg de H₂ mesuré en moyenne sur une période de 12 mois). » [1]

La définition de GH2 de l'hydrogène vert comprend les émissions de « scope 1 » provenant de la production, notamment le traitement de l'eau et le dessalement, et les émissions de « scope 2 » provenant de l'électricité renouvelable achetée ou produite sur place. Cette définition s'appuie sur la méthodologie proposée par le Partenariat international pour l'hydrogène et les piles à combustible dans l'économie (IPHE) [2]. Selon GH2, cette norme est « la seule option

[définition de l'hydrogène] alignée sur une trajectoire de 1,5 degré »².

Cependant, la norme de GH2 omet deux critères importants qui sont nécessaires pour garantir que la production d'hydrogène n'épuise pas les énergies renouvelables existantes. La nouvelle consommation d'électricité pour la production d'hydrogène vert doit être compensée par une production supplémentaire d'énergie renouvelable. Autrement, les émissions totales de CO₂ risquent fort d'augmenter en raison de la consommation d'énergie pour l'hydrogène. Cette adéquation nécessite les concepts d'« additionnalité » et de « corrélation temporelle » de l'offre et de la demande.

Pour garantir que les émissions de gaz à effet de serre de l'hydrogène bleu ne sont pas supérieures à celles de l'hydrogène vert, la définition proposée par la Hydrogen Science Coalition comporte quatre éléments, comme le montre la figure 2.

1) Definition of clean	2) Clean energy input
<p>CO₂e emissions from the entire supply chain consistent with the proposed Green Hydrogen Standard:</p> <p style="text-align: center;">1 kg CO₂e per kg H₂</p> <ul style="list-style-type: none"> Includes all 'scope 1' emissions from production, including methane reforming and CCS and 'scope 2' emissions from the methane supply chain and any on-site or purchased electricity. GWP of all greenhouse gases, including CH₄, H₂, N₂O and NO_x calculated on a 100-year basis. <p>https://gh2.org/our-initiatives/gh2-green-hydrogen-standard</p>	<p>(i) Certificates of origin for all energy (gas and electricity) used in hydrogen production and CO₂ sequestration.</p> <p>(ii) Guarantees of CH₄ emissions throughout the gas supply chain:</p> <ul style="list-style-type: none"> Production, gathering and boosting Processing and liquefaction Transmission: all pipes and vessels Transport, loading, unloading and storage <p>The guarantees must comply with the 'Methane Emissions Certification Standard' by MIQ, or equivalent: https://miq.org/</p>
3) Low production emissions	4) Independent process audit
<p>(i) Guarantees of CO₂e emissions through the Reforming process and downstream:</p> <ul style="list-style-type: none"> CO₂ and other GHGs released during Reforming and H₂ storage CO₂e emissions from CCS process energy CO₂ leakage from compression, transmission and sequestration <p>(ii) Guarantees of long-term storage fidelity (99% over 1,000 years), with provision for long-term monitoring of storage permanence.</p> <p>Measurements, and calculations of CO₂ emissions according to ISO/TC 265 'Carbon dioxide capture, transmission and geological storage' https://www.iso.org/committee/648607.html</p>	<p>(i) Independent data-led verification by approved auditors, in accordance with the principles of ISO 14016:2020 'Environmental management — Guidelines on the assurance of environmental reports'</p> <p>(ii) All emissions to be guaranteed during the design process; verified and certified for the end product.</p> <p>https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14016:ed-1:v1/en</p>

Figure 2. Quatre éléments de la définition proposée de l'hydrogène « propre ».

2 | Le critère de GH2 est facile à comprendre. Il faut environ 50 kWh d'électricité pour fabriquer 1 kg d'hydrogène par électrolyse. Par conséquent, la définition de GH2 implique l'utilisation d'électricité dotée d'un faible « facteur carbone » de 20 g de CO₂ par kWh d'électricité : 50 kWh/kg de H₂ x 20 g de CO₂e/kWh = 1 000 g de CO₂e/kg de H₂ = 1 kg de CO₂e/kg de H₂.

Définition du terme « propre »

La définition de l'« hydrogène propre » proposée par la HSC utilise la même mesure quantitative pour les émissions de GES que la norme de l'hydrogène vert [1], mais tient compte de toutes les émissions de GES liées à la fabrication de l'hydrogène bleu et à sa chaîne d'approvisionnement, comme suit :

- Les émissions de CO₂e de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement ne doivent pas dépasser 1,0 kg de CO₂e par kg de H₂, en tenant compte de toutes les émissions de gaz à effet de serre de « scope 1 » provenant de la production d'hydrogène, y compris le reformage du méthane CH₄ et le CSC, et de toutes les émissions de gaz à effet de serre de « scope 2 » provenant de la chaîne d'approvisionnement en méthane et de l'électricité achetée ou produite sur place. Pour être conforme à la définition, le potentiel de réchauffement du globe (PRG) de tous les gaz émis dans le cadre du processus de l'hydrogène bleu (CO₂, CH₄, H₂, N₂O et NO_x) doit être calculé en fonction d'un taux d'émission sur

une période de 100 ans. Cette mesure est la plus utilisée dans les accords internationaux, notamment la norme de GH2 [1]. Il est important de noter que la norme de 100 ans est de plus en plus considérée comme un choix arbitraire qui ne s'aligne pas sur les objectifs mondiaux de l'Accord de Paris. Selon Abernethy et Jackson [3], la

période de 100 ans sous-estime le PRG du méthane de 63 % par rapport à l'objectif de 1,5 °C. En utilisant 2045 comme date butoir, avec un PRG_{1,5°C} associé de 75, ils ont calculé qu'un horizon temporel de 24 ans était nécessaire pour maintenir les émissions alignées sur l'objectif d'une augmentation maximale de la température mondiale de 1,5 °C.

Compte tenu de la grande différence entre les périodes de référence de 20 et 100 ans pour le calcul de la définition proposée de l'hydrogène « propre », la HSC recommande que les entreprises déclarent leurs émissions en fonction d'horizons temporels de 20 et 100 ans.

Intrants énergétiques propres

Pour garantir les émissions de CO₂e liées à l'énergie utilisée dans le processus de l'hydrogène bleu :

- Tous les gaz utilisés pour la production d'hydrogène et toute l'électricité utilisée pour la production d'hydrogène et la séquestration du CO₂ doivent être accompagnés de certificats d'origine.
- Toutes les émissions de CH₄ et d'autres GES du début à la fin de la chaîne d'approvisionnement en gaz doivent être mesurées et garanties conformément à la « norme de certification des émissions de méthane » du MiQ, ou à une norme équivalente [4]. Cela comprend toutes les émissions dans :

- la production, la collecte et le renforcement;
- le traitement et la liquéfaction;
- la transmission (tous les tuyaux et contenants);
- le transport, le chargement, le déchargement et le stockage.

Faibles émissions de production

La définition de l'hydrogène propre de la HSC exige que toutes les émissions de gaz par le processus de reformage³ ainsi que le traitement et le stockage du CO₂ et de l'hydrogène en aval soient certifiés. Cela comprend ce qui suit :

- Toutes les émissions des procédés doivent être certifiées :
 - Émissions de CO₂e provenant de l'énergie et du CSC;
 - Le CO₂ et d'autres gaz (CH₄, H₂, N₂O et NO_x) libérés pendant le reformage;
 - Fuites de CO₂ lors de la compression, la transmission et la séquestration;
 - Fuites de H₂ attribuables à la compression et au stockage.

- Le CO₂ doit être stocké avec une fidélité de stockage à long terme de 99 % sur 1 000 ans. Ces éléments
- doivent être garantis et faire l'objet d'une évaluation complète des risques et de mesures d'atténuation, avec des dispositions pour le suivi à long terme de la permanence du stockage du carbone.
- Toutes les mesures, tous les calculs et toutes les normes de processus doivent être conformes à la norme ISO/TC 265 [5].

Audit indépendant du processus

- Les calculs effectués pour déterminer les émissions de CO₂e de l'hydrogène propre doivent faire l'objet d'un audit indépendant fondé sur des données par des auditrices et auditeurs agréés, conformément à la norme ISO 14016:2020 [7].
- Toutes les émissions doivent être garanties lors de la conception du processus; elles doivent être vérifiées et certifiées pour le produit final.

3 | Le processus le plus courant de reformage du méthane est appelé « reformage du méthane à la vapeur ». Récemment, un autre procédé, le « reformage autothermique » (ATR), a été mis à l'essai pour la fabrication d'hydrogène afin de remplacer le reformage du méthane à la vapeur. L'un des principaux avantages de l'ATR est qu'il est plus facile de capter le CO₂ généré par le processus que dans le cas du reformage du méthane à la vapeur. Par conséquent, l'ATR permet de réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère

Références

- [1] Green Hydrogen Organisation (GH2) « The Green Hydrogen

Standard », mai 2022, <https://gh2.org/ourinitiatives/gh2-green-hydrogen-standard>

- [2] IPHE « Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the

Production of Hydrogen », document de travail, v1, oct. 2021, https://www.iphe.net/files/ugd/45185a_ef588ba32fc54e0eb57b0b7444cfa5f9.pdf

- [3] Abernethy, S. et Jackson, R. B. « Global temperature goals should determine the time horizons for greenhouse gas emission metrics », Lettres de recherche environnementale, volume 17, numéro 2, 024019, <https://www.doi.org/10.1088/1748-9326/ac4940>
- [4] « Norme de certification des émissions de méthane » du MiQ, 2022, <https://miq.org/>
- [5] ISO/TC 265 « Carbon dioxide capture, transmission and geological storage », <https://www.iso.org/committee/648607.html>
- [6] ISO 14016:2020 « Management environnemental – Lignes directrices sur l'assurance des informations figurant dans les rapports environnementaux », <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:14016:ed-1:v1>

 @h2coalition

 /hydrogen-science-coalition

www.h2sciencecoalition.com

media@h2sciencecoalition.com

 **Hydrogen
science coalition**