EVOLEN
Energies
Aujourd'hui & Demain

Note de synthèse sur les électro-carburants

Cartographie, propriétés, synthèses et usages

Groupe de Travail e-fuels d'EVOLEN

Février 2023

evolen
evolenofficiel
evolen_association
www.evolen.org
communication@evolen.org
39 rue Louis Blanc
CS 30080 - FR 92038
La Défense Cedex

Table des matières

AVANT-PROPOS **5**

RÉSUMÉ EXÉCUTIF **7**

1. PRÉSENTATION DES ÉLECTRO-CARBURANTS TRAITÉS DANS LA NOTE **11**

1.1 Définition 11

1.2 Molécules présentées et exclusions 12

1.3 Intérêts 12

2. CARTOGRAPHIE DES E-FUELS ET MOLÉCULES DE SYNTHÈSE **14**

3. E-MÉTHANE **17**

3.1 Propriétés 17

3.2 Production 17

3.3 Projets de production de e-Méthane 20

3.4 Transport & Stockage 21

3.5 Usages 21

4. E-METHANOL **22**

4.1 Propriétés 22

4.2 Production 22

4.3 Projets de production de e-Méthanol 24

4.4 Transport & Stockage 26

4.5 Usages 26

5. E-CARBURANTS PARAFFINIQUES (E-ESSENCE, E-KÉROSÈNE, E-GAZOLE) **28**

5.1 Propriétés 28

5.2 Production 30

5.3 Projets de production de e-carburant paraffinique 33

5.4 Transport & Stockage 34

5.5 Usages 34

6. E-AMMONIAC **36**

6.1 Propriétés 36

6.2 Production 36

6.3 Projets de production de e-ammoniac 39

6.4 Transport et stockage 39

6.5 Usages 40

7. ANNEXES **42**

7.1 Technologie de production d'hydrogène par électrolyse 42

7.2 Liste des abréviations 44

7.3 Cadre réglementaire 45

7.4 Listes 47

7.5 Sources 47

Cette note est le fruit d'un travail collectif réalisé par les nombreux participants au Comité Hydrogène et Industrie d'EVOLEN, et plus particulièrement à son groupe de travail dédié aux « e-fuels et molécules de synthèse », créé en 2020, et qui s'est réuni très régulièrement au cours de ces deux dernières années.

Nous remercions tous les industriels et experts qui ont participé à la réflexion collective, avec une mention toute particulière aux rédacteurs qui se sont particulièrement engagés sur le contenu.

Catherine Laroche

Chef de projet R&D CCU

IFPEN

Nicolas Guerriero

Responsable innovation pour la décarbonation

Sofresid Engineering

Samuel Saysset

Chef de Programme Recherche chez ENGIE Recherche et Innovation

ENGIE

Michel Pringuet

Chef de département technologie

Technip Energies

Elodie Hate

Directrice du développement carburants renouvelables

MGH Energy

Revu et mis en forme par :

Pierre-Charles Hirson

Chef de projet renouvelable

EVOLEN

Merci à :

Julidé Yasar Sonjoux

Directrice générale

France Gaz Maritime

AVANT-PROPOS

La lutte contre le changement climatique et la préservation de l'environnement ont mis en avant l'hydrogène renouvelable et bas carbone comme un levier majeur de décarbonation de notre économie et de nos industries pour accélérer la transition vers la neutralité carbone.

Une nouvelle économie de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable ou bas carbone se développe, avec de nombreux débouchés à fort potentiel, parmi lesquels se trouve la production de carburants synthétiques pour remplacer les carburants fossiles ; ces nouveaux carburants décarbonés ou neutres en carbone, appelés électro-fuels ou e-fuels, alimenteront en priorité le transport maritime et aérien, ainsi que le transport routier dans une certaine mesure.

Lorsqu'en 2020, EVOLEN créait un groupe de travail intitulé « e-fuels et molécules de synthèse », on ne percevait pas encore toute l'importance que prendrait cette thématique au cours des années suivantes. Un groupe d'experts représentatifs des différentes constituantes de la chaîne de valeur de la filière énergétique française s'est dans un premier temps attelé à définir et à catégoriser ce qui entrait sous la dénomination de e-fuels ; un travail de cartographie et de nomenclature s'en est suivi.

La notion de e-fuels est progressivement entrée dans le langage courant des énergéticiens de la transition énergétique, favorisée par les travaux récemment menés sur les feuilles de route de décarbonation des filières du transport aérien, maritime ou routier ; elles ont mis en avant l'importance croissante des e-fuels pour décarboner les secteurs de la mobilité entre 2030 et 2050.

Nous avons été de plus en plus sollicités pour communiquer sur les e-fuels, faire preuve de pédagogie et publier les premiers résultats. C'est maintenant chose faite avec cette première note de synthèse qui porte sur la cartographie, sur les propriétés physico-chimiques ainsi que sur les procédés de synthèses des différentes molécules, avec une mention sur les usages pour lesquels chaque type de carburant sera préférablement destiné.

En 2023, le Groupe de Travail d'EVOLEN se focalisera sur l'industrialisation à grande échelle des e-fuels, sur le déploiement d'infrastructures de production, d'importation, de transport, de stockage et de distribution. Il travaillera également sur les modèles économiques et sur les rendements tout au long de la chaîne de valeur, sur les cycles de vie et sur le bilan carbone, ainsi que sur la baisse des coûts qu'il est indispensable de réaliser pour permettre à cette filière de se développer.

Les e-fuels feront naître de nouvelles filières économiques, pour leur production, mais aussi pour la gestion et pour la génération des « intrants » : électricité renouvelable ou bas carbone, hydrogène renouvelable et bas carbone, captage, transport, stockage, valorisation et utilisation du CO_2, etc.

Les e-fuels permettront aussi de déployer sur le territoire national une offre attractive et économique en carburants du futur, susceptible d'attirer de nouvelles parts de marché dans nos ports et dans nos aéroports.

Soyez nombreux à rejoindre les travaux d'EVOLEN si le sujet vous concerne.

Romain Provost de La Fardinière

Délégué Général à la Transition Energétique chez EVOLEN

Président du Comité Hydrogène d'EVOLEN

Et du Comité Hydrogène du CSF des Industriels de la Mer

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Les carburants de synthèse ou électro-carburants, dits « e-fuels », sont produits à partir d'électricité renouvelable ou bas-carbone, de dioxyde de carbone ou d'azote dans le cas de l'e-ammoniac, et d'hydrogène issu d'électrolyse. Sous forme liquide ou à l'état gazeux, leur émergence aux côtés des biocarburants issus de la biomasse, offre une solution alternative pertinente pour défossiliser le transport et l'industrie, sans créer de conflits d'usage avec les produits agricoles, et permettre ainsi une réduction de l'impact climatique de ces activités.

De quelles molécules parle-t-on ? Comment ces molécules sont-elles produites et pour quels usages ? Quels sont les avantages et les contraintes de ces molécules ? Quels volumes de production sont à anticiper et quels sont les freins à leur développement ?

Autant de questions auxquelles cette note de synthèse tente de répondre, avec l'ambition de fournir au plus grand nombre des définitions et des éclairages sur les e-fuels et sur leur déploiement à venir. Le document se focalise sur l'usage des e-fuels en tant que carburants de synthèse pour la mobilité, et se concentre sur quatre e-fuels : e-méthane, e-méthanol, la famille des e-carburants paraffiniques comprenant notamment e-essence, e-gazole et e-kérosène, puis l'e-ammoniac.

Les e-fuels comme carburants alternatifs

L'électrolyse de l'eau permet de transformer l'électricité renouvelable ou bas carbone en une molécule, l'hydrogène, plus facile à transporter, à stocker et à distribuer que l'électricité. En dehors des usages traditionnels réservés à l'industrie et à la chimie des engrais, l'hydrogène peut être utilisé dans la mobilité pour alimenter un moteur électrique par l'intermédiaire d'une pile à combustible, ou directement comme carburant dans un moteur thermique.

L'hydrogène, gazeux à pression atmosphérique, possède une forte densité énergétique massique, mais une très faible densité énergétique par unité de volume ; de ce fait, pour être stocké dans des réservoirs de taille raisonnable, il doit être comprimé à très haute pression, entre 300 et 700 bars, ou bien liquéfié à -252°C, ce qui

requiert dans les deux cas d'importantes consommations énergétiques, et les équipements embarqués sont soumis à des défis techniques et technologiques importants.

Une autre voie à l'utilisation de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone est sa conversion en carburants de synthèse, ou e-fuels, par réaction avec du CO_2 ou avec de l'azote. Ces carburants, parfois gazeux comme le e-méthane dans des conditions ambiantes, mais généralement liquides, sont plus faciles à transporter, à stocker et à utiliser que l'hydrogène ; ils représentent une voie d'avenir très prometteuse pour le transport aérien et maritime, où l'hydrogène pur apparait difficile à mettre en œuvre sur de longues distances pour les raisons évoquées plus haut, ainsi que pour une partie du transport fluvial et routier.

Quels e-fuels pour quels usages

Le **e-méthane** sous sa forme liquide présente l'avantage majeur de pouvoir être incorporé au GNL (gaz naturel liquéfié) et ainsi de bénéficier des infrastructures existantes et des règlementations en vigueur. Sous sa forme gazeuse, il peut couvrir les usages traditionnels du gaz naturel (chauffage, électricité) et être utilisé dans le transport routier (GNV) et maritime.

Le **e-méthanol** dont la production est déjà industrialisée dans de faibles proportions, notamment pour l'industrie chimique, est un carburant prometteur pour le monde maritime. Il est connu des industriels, dense en énergie et liquide à température ambiante. Facilement incorporable dans l'essence pour les motorisations automobiles existantes, et utilisé dans les moteurs « dual fuel » pour le maritime, le e-méthanol permet également un déploiement rapide. Il vise également à décarboner la production de produits chimiques (formaldéhyde, l'acide acétique, etc.) et d'oléfines (éthylène, propylène). Le méthanol présente toutefois un certain niveau de toxicité qui nécessite des précautions particulières lors de son utilisation comme carburant.

Les **e-carburants paraffiniques** ont des propriétés proches de leurs équivalents fossiles. Leur utilisation dans les transports routier, maritime ou aérien est donc envisageable.

- Le **e-gazole** est destiné en particulier au transport routier. Avec des propriétés comparables voire supérieures à celles du gazole conventionnel, il peut être utilisé pur ou en mélange dans le gazole commercial.
- Le **e-kérosène** est destiné au transport aérien. Il fait partie des carburants durables pour l'aviation ou SAF (Sustainable Aviation Fuels).

Le **e-ammoniac** est un carburant étudié avec attention par le transport maritime, car c'est un carburant de synthèse économique et simple à produire ; c'est également le seul qui ne soit pas carboné. Cependant sa forte toxicité et les dangers qu'il représente pour l'environnement restent un obstacle à son déploiement massif comme carburant, en particulier dans des endroits confinés comme les navires. Des efforts de R&D sont encore nécessaire pour une exploitation sûre dans ce type d'environnement. Le e-ammoniac vise également à décarboner la production de produits chimiques (engrais, explosifs).

Les défis des e-fuels

Les carburants de synthèse, qui préfigurent les carburants du futur par leur capacité à défossiliser les usages, nécessiteront de grandes quantités d'électricité renouvelable ou bas carbone, en compétition avec d'autres usages. Ils nécessiteront également de grandes quantités de CO_2, en particulier du CO_2 biogénique, ou issu de l'air (peu rentable en l'état), mais pourront aussi récupérer le CO_2 fatal issu de l'industrie si la réglementation européenne le permet.

Les flux logistiques tant en matière d'intrants (électricité renouvelable, hydrogène, CO_2, azote ...), que d'infrastructures de production, de transport, de stockage, de distribution et de soutage, nécessiteront le déploiement de nouvelles filières de production ou d'importation sur le territoire national. C'est une opportunité pour notre industrie, mais c'est aussi un véritable défi en termes d'investissements. L'économie industrielle des e-fuels est entièrement à construire, nécessitant des investissements très lourds avec des retours sur investissement (ROI) difficiles à évaluer. Des analyses en cycle de vie (ACV) seront nécessaires pour mesurer l'impact des émissions sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Le coût des e-fuels est aujourd'hui très élevé en comparaison avec les énergies fossiles ; ce coût sera fortement dépendant du prix du CO_2 et de l'hydrogène renouvelable produit par électrolyse, qui est lui-même tributaire du coût de l'énergie primaire à partir de laquelle il est produit. Les industriels anticipent cependant que l'hydrogène renouvelable deviendra plus compétitif à l'avenir, du fait que le coût de l'électricité renouvelable baisse de façon continue depuis plusieurs années, et cette tendance devrait s'accentuer dans les années à venir.

Certains e-fuels, du fait de leur toxicité, nécessitent des précautions particulières en matière de sécurité lors de leur manipulation et utilisation comme carburant.

Enfin, les réglementations encadrant les e-fuels sont encore en préparation. Un niveau élevé d'ambition sur les leviers législatifs et réglementaires est nécessaire pour lever les incertitudes et accélérer le déploiement à grande échelle des e-fuels sur nos territoires.

C'est pourquoi un déploiement de masse à échelle commerciale n'est pas envisagé avant 2030-2035, à l'exception du e-méthanol dont certains projets commencent à se déployer.

L'opportunité des e-fuels : filière française et souveraineté européenne

La production et le déploiement des e-fuels nécessiteront également d'importants besoins en ressources humaines et en compétences nouvelles. La France possède de nombreux atouts pour déployer une filière autour des e-fuels et devenir un leader de cette industrie du futur. L'évolution des politiques publiques pourrait permettre de tirer profit de ces nouveaux besoins pour développer sur le territoire des pôles de production, d'import et d'export des e-fuels et de leurs intrants (énergies renouvelables, hydrogène, CO_2 ou N2 pour l'ammoniac).

Tableau de synthèse des différents e-fuels présentés dans cette note

	E-methane	E-methanol	E-carburant paraffinique	E-ammoniac
Voie de synthèse du e-fuel	Méthanation	Synthèse catalytique du CO_2 avec de l'H_2 produit par électrolyse de l'eau. Production de syngas par co-électrolyse de l'eau et du CO_2, suivie de la conversion de ce syngas. Electro-catalyse CO_2-Eau	Production de syngas par reverse Water Gas Shift ou co-électrolyse puis synthèse Fischer-Tropsch Synthèse d'alcool à partir de CO_2 et d'H2, puis synthèse oléfines et oligomérisation Synthèse directe	Haber-Bosch
Usages actuels de la molécule fossile	Chauffage, production d'électricité, mobilité (maritime et automobile), industrie	Industriel et mobilité (maritime et automobile)	Mobilité	Industrie (engrais et urée principalement)
Futurs usages majeurs possibles de la molécule e-fuel	Maritime comme carburant	Industriel et mobilité (maritime et automobile)	Mobilité (aviation et automobile)	Mobilité (maritime) Production d'électricité (carburant pour turbine à gaz) LOHC (vecteur de transport d'hydrogène)
Carburant de remplacement pour	Fuel lourd (maritime)	Fuel lourd et essence	A la place de leur équivalent fossile	Fuel lourd (maritime) Gaz naturel (méthane) pour la production d'électricité
Possibilité d'utiliser les infrastructures existantes	+ + +	+ +	+ + +	+ +
Toxicité / dangerosité	+	+ +	+	+ + +

1. PRÉSENTATION DES ÉLECTRO-CARBURANTS TRAITÉS DANS LA NOTE

1.1 Définition

Les e-carburants pour électro-carburants, ou e-fuels en anglais, sont des carburants produits à partir d'électricité renouvelable ou bas-carbone et de CO_2, à l'exception du e-ammoniac qui utilise l'azote en lieu et place du CO_2.

Les molécules de synthèse sont les mêmes que leur équivalent en molécules chimiques et industrielles, et peuvent desservir les mêmes usages. L'appellation de carburants est donc trompeuse puisque ces molécules peuvent servir de commodité pour l'industrie, comme matière première, ou encore de moyen de transport de l'atome d'hydrogène sur de longues distances.

La présente note se concentre sur l'usage des e-fuels comme carburants de synthèse pour la mobilité.

Les e-fuels permettent de convertir l'hydrogène issu d'électricité renouvelable ou bas-carbone en carburants liquides, plus simples à stocker et à transporter sur de longues distances, et contenant plus d'énergie. Dans le futur, d'autres voies de synthèse permettront de produire ces carburants directement à partir d'électricité, améliorant dès lors le rendement énergétique global de leur production.

Les e-fuel ne nécessitent ni pétrole, ni biomasse pour leur production ; mais la filière devra faire face à plusieurs compétitions d'usages. D'abord celle de l'électricité renouvelable ou bas carbone nécessaire à la production d'hydrogène, telle que l'électrification des usages qui se développe dans de nombreux segments économiques et industriels. Ensuite, compétition

d'usage de l'hydrogène lui-même utilisé à la fois dans la sidérurgie et la pétrochimie, mais aussi pour la mobilité légère (voiture) ou lourde (camion, train), soit dans une pile à combustible pour alimenter un moteur électrique, soit comme carburant direct dans un moteur thermique, sans passer par la synthèse de e-fuel.

1.2 Molécules présentées et exclusions

Ce document a pour ambition de présenter quatre e-fuels : le e-méthane, le e-méthanol, les e-carburants paraffiniques, et le e-ammoniac. Gazeux à pression ambiante et à température ambiante, le e-méthane et le e-ammoniac entrent dans la catégorie « Power to Gas » ; à l'inverse, le e-méthanol et la famille des carburants parafiniques entrent dans la catégorie « Power to Liquid ». Les carburants parafiniques regroupent différentes molécules telles que le e-kérosène (ou e-jetfuel en anglais), le e-gazole (ou e-diesel en anglais), le e-naphta et le e-essence (ou e-gasoline en anglais).

L'e-éthanol a été exclu de l'étude car sa synthèse par conversion directe du CO_2 est toujours au stade du laboratoire en raison de la complexité de ne produire qu'une seule molécule lors de la réaction.

Le e-DME a également était écarté car il s'agit d'un dérivé du e-méthanol.

L'hydrogène issu d'électricité renouvelable ou bas-carbone est considéré dans ce papier comme une matière première, puisqu'il est aujourd'hui le principal vecteur de conversion de l'électricité en e-fuels. Son usage en tant que carburant n'est pas abordé ici.

1.3 Intérêts

Les e-fuels sont ce qu'on appelle en anglais des « drop-in fuels ». Les molécules résultantes étant identiques (e-ammoniac, e-méthane et e-méthanol) ou très proches (e-carburants paraffiniques) comparativement à leurs équivalents dérivés du pétrole ou du gaz naturel, ils peuvent être mélangés aux produits existants voire utilisés en lieu et place dans les machines et moteurs existants, simplifiant ainsi leur déploiement sans avoir recours à des infrastructures spécifiques, ou nécessitant des adaptations relativement simples.

Contrairement aux carburants issus de ressources fossiles, les e-fuels s'inscrivent dans une approche circulaire dans laquelle le CO_2 émis lors de la combustion du carburant est aussi utilisé pour synthétiser ce dernier. Le CO_2 est considéré ici comme une matière première et non comme un déchet.

Le CO_2 peut provenir de différentes sources pouvant être classées en quatre grandes familles :

- **Biogénique :** Les émissions de carbone d'origine biogénique se retrouvent sous forme de CO_2 provenant des réactions de transformation, décomposition, combustion de végétaux, etc. (ex : méthanisation, fermentation alcoolique)
- **Fatal / Inévitable :** les émissions de carbone inévitables résultent de procédés de fabrication industriels générant du CO_2 (ex : dans les cimenteries, la fabrication du clinker nécessite une décarbonatation du calcaire pendant la phase de pré-calcination, émettant par la même occasion du CO_2)
- **Fossile :** les émissions de carbone résultant de l'utilisation de combustibles fossiles pour la production de chaleur (ex : charbon, gaz naturel et pétrole) ou résultant de procédés de transformation de ressources fossiles (ex : émissions des procédés du raffinage et de la pétrochimie)
- **De l'air :** le carbone est extrait directement dans l'air ambiant (Direct Air Capture ou DAC en anglais).

La production massive de e-fuels nécessitera la mise en place d'infrastructures de captage, de transport et de distribution du CO_2, au même titre que celles de production, de transport et de distribution de l'hydrogène. Enfin les capacités de production, de transport, de distribution et de stockage d'électricité renouvelable ou bas carbone, devront être déployées en quantité pour répondre au besoin des e-fuels et des autres usages d'électrification.

2. CARTOGRAPHIE DES E-FUELS ET MOLECULES DE SYNTHESE

L'énergie contenue dans les e-fuels provient de l'électricité renouvelable ou bas-carbone via l'hydrogène comme vecteur énergétique. Les e-fuels ont une densité énergétique volumique plus élevée que l'hydrogène mais moins que les hydrocarbures traditionnels (Tableau 4-1). Certains e-fuels, comme le méthanol ou les carburants paraffiniques de synthèse, sont liquides aux conditions ambiantes tandis que l'ammoniac et le méthane sont gazeux mais peuvent être liquéfiés à des conditions plus accessibles que l'hydrogène.

	Densité[1]	Densité énergétique[2] massique	Densité énergétique volumique
	kg/m3	MJ/kg	MJ/L
e-gazole ou e-diesel	780	44	34.3
e-kérosène ou e-jetfuel	756	44.1	33.3
e-essence ou e-gasoline	748	41.5	31
e-méthane liquide (-161°C)	425	50.1	22
e-méthanol	793	19.9	15.8
e-ammoniac liquide (-33°C)	681	18.6	12.7
Hydrogène liquide (-253°C)	71	120	8.5
e-méthane gaz	0.65	50.1	0.04
e-ammoniac gaz	0.69	18.6	0.013
Hydrogène gaz (0°C)	0.09	120	0.0108

Tableau 2-1 Propriétés principales des e-fuels

[1] Densité aux conditions standards de température et de pression (25°C, 1 bar) sauf si température différente indiquée.
[2] La densité énergétique considérée pour ces combustibles à usage de carburant est le PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) qui considère que lors de la combustion, la vapeur d'eau produite n'est pas condensée, de sorte que la chaleur latente associée est nomolén récupérée.

Le tableau ci-dessous recense les caractéristiques principales, en termes d'impact sur l'environnement et la santé humaine, des molécules e-fuels, identiques à leurs équivalents issus des fossiles.

	e-Méthane	e-Méthanol	e-carburant paraffinique	e-Ammoniac
Toxicologie & dangerosité	• Gaz inflammable • Non Toxique	• Liquide inflammable • Irritation des yeux, nez, gorge et voies respiratoires • Intoxications sévères entrainant des troubles neurologiques	• Liquide et vapeurs inflammables • Non toxique (sans aromatique)	• Vapeurs toxiques et corrosives • Brûlures des yeux, nez, gorge et voies respiratoires ≤30 ppm : dangereux ≥100-200 ppm : effets irréversibles (suivant temps d'exposition)
Environnement	GES (PRG-100 ans de 28)	GES (CO_2 de combustion)	GES (CO_2 de combustion) Moins de NOx, SOx et particules que gazole conventionnel	Sous-produits de combustion sont des GES : N2O (PRG 100 ans-265), NOx
Pollution eaux/sols	Pas d'impact	Pollution des eaux (forte miscibilité)	Pollution sol et mers faible	• Dissolution dans l'eau de mer Impact sur fauneet flore

Tableau 2-2 Caractéristiques d'impact environnemental et sur la santé humaine des e-fuels (extraits des fiches de données de sécurité)

Le schéma ci-dessous illustre les voies de synthèse principales des e-fuels.

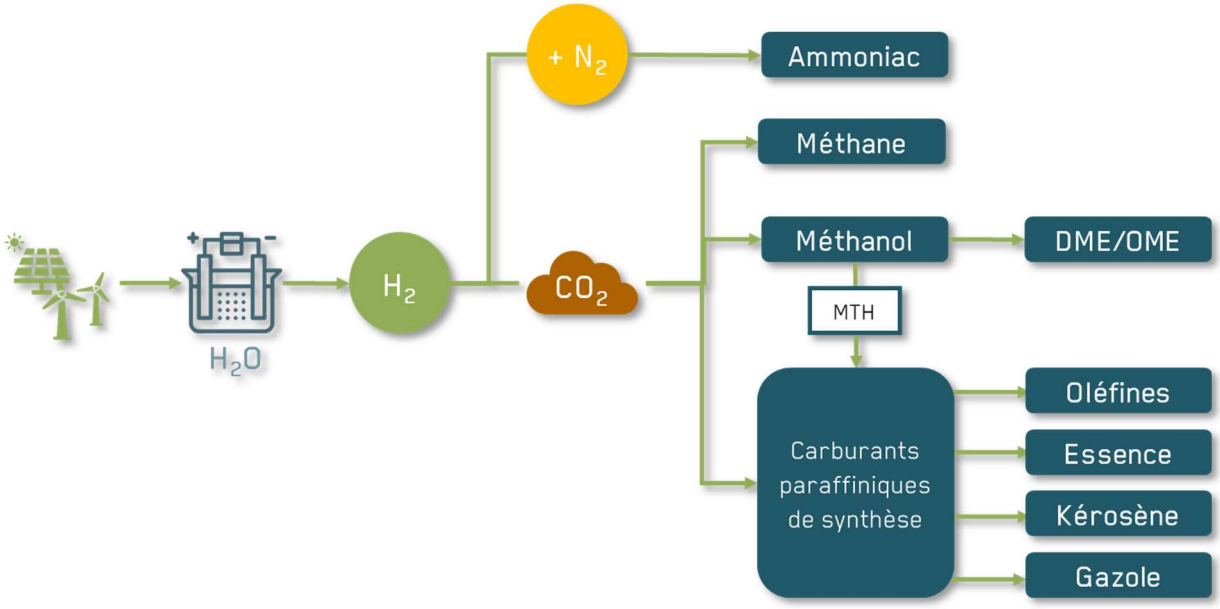
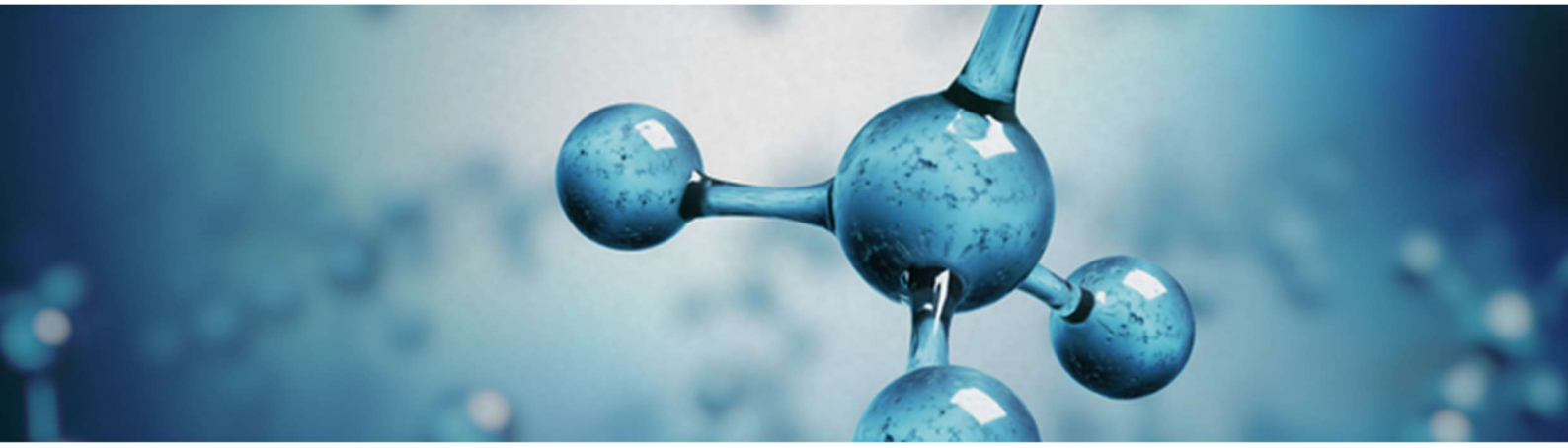


Figure 2-1 Principales voies de synthèse des e-fuels

La production d'e-fuels repose sur une première étape commune qui est la production d'hydrogène par électrolyse. Le développement des filières de production d'e-fuel est donc dépendante du développement des technologies de production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau

L'étape suivante repose sur une réaction entre l'hydrogène et l'azote pour le cas du e-ammoniac ou le CO_2 pour les autres e-fuels carbonés. La maturité de ces voies de synthèse est élevée (TRL entre 7 et 9) car elles se rapprochent des voies classiques de synthèse à partir de syngas (mélange H_2 et CO), basées sur l'hydrogénation de CO.

A noter que de nouvelles voies de synthèses sont en développement, basées sur l'électro-catalyse du CO_2 ou de l'azote avec de la vapeur (co-électrolyse). Ces voies émergentes permettront une conversion de l'électricité en e-fuels sans passer par la synthèse préalable d'hydrogène.



3. E-MÉTHANE

3.1 Propriétés

Le méthane (CH4) est l'hydrocarbure le plus simple et le premier des alcanes. Il constitue le principal constituant du gaz naturel. Il est gazeux dans les conditions normales de température et de pression (0°C et 1bar) et peut être transporté sous cette forme dans des canalisations de gaz naturel, avec une densité énergétique de 35,9MJ/Nm3 (50,1MJ/kg). Sa température d'auto-inflammation dans l'air est de 540 °C.

Le méthane peut également être liquéfié (-161°C, 1 bar) pour être transporté par bateau (méthanier) ou camion. Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) a une densité énergétique volumique de 22 GJ/m^3 ou 22 MJ/L, proche de celle de l'essence ou du gazole. Sa masse volumique est de 425 kg/m3 à -161°C.

Non toxique et sans impact en termes de pollution des eaux et sols, le méthane est un gaz à effet de serre (GES) dont le potentiel de réchauffement est d'environ 28 fois (PRG 100 ans) celui du dioxyde de carbone (CO_2).

3.2 Production

Mode de production du méthane renouvelable

Le méthane fossile est principalement issu de la décomposition de matières organiques réalisée durant des millions d'années dans des gisements fossiles.

Si le méthane compose jusqu'à 90 % du gaz naturel extrait des gisements gaziers, il est également le seul hydrocarbure qui peut être obtenu rapidement et facilement grâce à un processus biologique naturel comme la fermentation de matières organiques animales ou végétales en l'absence d'oxygène (digestion anaérobique ou méthanisation). On parle alors de biogaz. Ce biogaz produit en sortie de méthaniseur est composé pour l'essentiel de méthane

(environ 60 %), mais également de CO_2. Afin de pouvoir être injecté dans les réseaux de gaz, le biogaz est épuré afin de le ramener à la qualité requise par le réseau. On parle dans ce cas de biométhane.

Le méthane peut également être produit par pyrogazéification[3] de la biomasse ou de déchets (résidus de bois, combustibles solides de récupération…), non valorisés par ailleurs.

Le e-méthane est quant à lui synthétisé à partir de molécules de dioxyde de carbone et d'hydrogène renouvelable ou bas carbone par une réaction de méthanation :

$CO_2 + 4H_2 \rightleftharpoons CH_4 + 2H_2O$ ($\Delta H°_{298K}$ = -165 kJ/mol)

Deux voies de synthèse sont principalement envisagées. La méthanation catalytique, également appelée réaction de Sabatier ou hydrogénation du CO_2, a été découverte en 1897. Elle intervient à pression et température élevées (250-350°C et 10-15 bar) en présence de catalyseurs métalliques, notamment à base de nickel (le plus utilisé en raison de sa sélectivité élevée et de son faible coût), de ruthénium et de rhodium. La méthanation biologique intervient quant à elle en milieu anaérobie en phase aqueuse à partir de populations microbiennes dans des plages de températures de 40 à 65°C et à une pression inférieure à 10 bar.

D'autres voies de synthèse sont possibles, telles que la méthanation électro-catalytique par utilisation d'un plasma froid (technologie Energo).

Consommation énergétique spécifique pour la production de e-Méthane

La réaction de méthanation (réaction de Sabatier) du dioxyde de carbone par hydrogénation est exothermique ($\Delta H°_{298K}$ = -165 kJ/mol). Initialement, un apport d'énergie de l'ordre de 83 MJ par Nm^3 de méthane est nécessaire. Elle a été développée industriellement au XXième siècle pour la production d'ammoniac et pour la conversion de charbon en gaz de synthèse (méthanation du CO essentiellement).

Les rendements de conversion de l'électricité vers le e-méthane sont actuellement estimés entre 48 % et 52 % sur base PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur qui caractérise le contenu énergétique d'une molécule) [4] en utilisant des électrolyseurs alcalins ou PEM. A horizon 2030, les améliorations sur ce type d'électrolyseurs ainsi que le déploiement des électrolyseurs à oxyde solide (SOEC, Solid Oxide Electrolysis Cell en anglais) permettraient d'atteindre des rendements de 61-66 %. Le meilleur rendement serait obtenu dans le cas d'un électrolyseur SOEC couplé à un réacteur de méthanation catalytique dont la production de vapeur haute température (350°C) alimente l'électrolyseur. La valorisation de la chaleur dégagée par la

[3] Pyrogazéification : procédé thermochimique qui consiste à chauffer entre 400°C et 1500°C des déchets ou résidus, ici issus de la biomasse, en absence ou en défaut d'oxygène.
[4] Le rendement est le ratio entre le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) du méthane (50,1MJ/kg) produit et la quantité d'énergie électrique consommée pour le produire (majoritairement consommation de l'électrolyseur).

réaction de méthanation permet dans tous les cas de gagner en rendement (environ +25 % dans le cas d'électrolyseurs alcalins ou PEM et +15 % dans le cas d'électrolyseurs SOEC qui valorisent déjà une partie de la chaleur).

Les différentes voies de production de méthane renouvelable peuvent se résumer dans le graphique ci-dessous, extrait du projet MEthycentre de Storengy

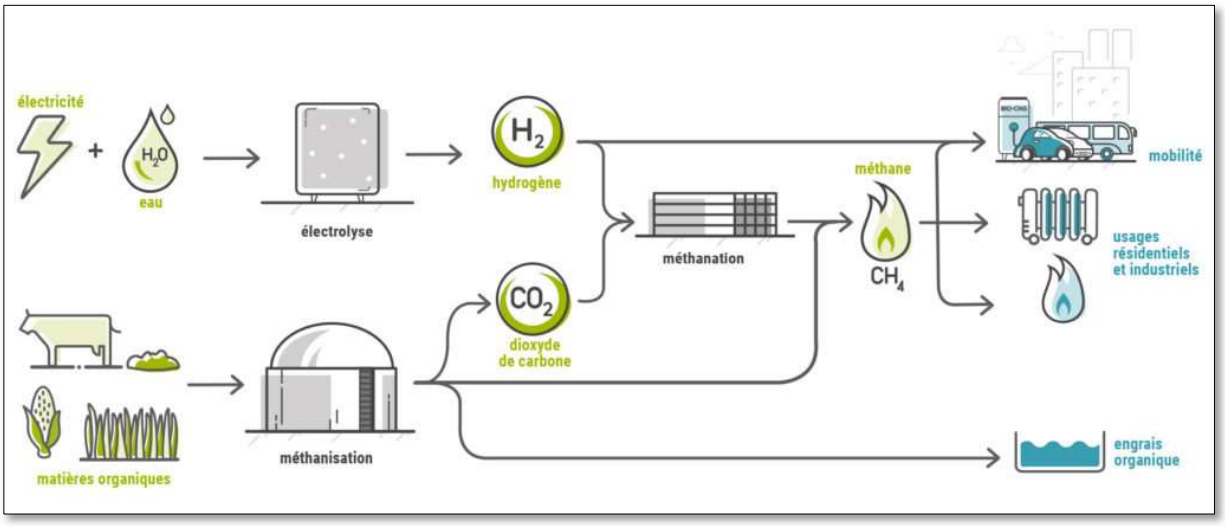


Figure 3-1 Projet MEthycentre de Storengy

3.3 Projets de production de e-Méthane

Les procédés de production de e-méthane par méthanation catalytique à partir d'hydrogène et de CO_2 ou de SYNGAS (H_2+CO) ont une maturité élevée (TRL 8).

Projet	Site - Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité (e-methane)	Source CO_2	Source énergie
Audi e-gas project	Niedersachsen Allemagne	2013	Audi, Etogas GmbH, McPhy…	1000 tonne/an	Méthaniseur	Electricité Electrol.
BioPower2Gas (2013-2016)	Allendorf Allemagne	2013	MicrobEnergy GmbH, Viessmann Group	15 Nm^3/h	Méthaniseur	Electricité Electrol.
Store&Go (2016-2020)	Troia Italie	2018	DVGW, ATMOSTAT, CEA, Climeworks AG, Electrochaea GmbH	100 kW 33.000 kWh	Atmosphériq ue	Electricité Electrol. Alcalin
	Falkenhagen Allemagne	2019		580 kW 57 Nm3/h 192.000 kWh	Usine bioéthanol	Electricité Electrol. Alcalin
	Solothurn Suisse	2019		173.000 kWh	Usine traitement eaux usées	Electricité Electrol. PEM
Jupiter 1000	Fos-sur-Mer (13) France	2020	GRTgaz, McPhy, Khimod, Leroux&Lotz …	25 Nm^3/h	Industriel	Electricité Electrol. Alcalin et PEM
Methycentre	Angé (41) France	2022	Storengy, CEA, Khimod, Prodeval, Elogen	50 Nm^3/h	Méthaniseur	Electricité Electrol. PEM
Energo	Sempigny (60) France	2021	Energo, ENGIE, GRDF, AAMF	2,5 Nm3/h	Méthaniseur	Electricité Electrol. Alcalin

Tableau 3-1 Liste de projets représentatifs de production de e-méthane (non exhaustif)

3.4 Transport & Stockage

Le e-méthane ayant les mêmes caractéristiques que son équivalent fossile, il présente l'avantage de pouvoir utiliser les mêmes infrastructures et donc de valoriser les actifs gaziers existants (réseaux gaz, terminaux GNL, stockages, etc…). Le e-méthane peut être transporté sous sa forme gazeuse dans des canalisations de transport et de distribution du gaz naturel, ou à l'état liquide (-161°C, 1 bar) par bateau (méthanier) ou par camion. Il peut également être stocké dans des réservoirs géologiques (aquifères, anciens réservoirs de gaz ou de pétrole, cavités salines…), soit aériennes (réservoirs en surface).

3.5 Usages

Usages actuels

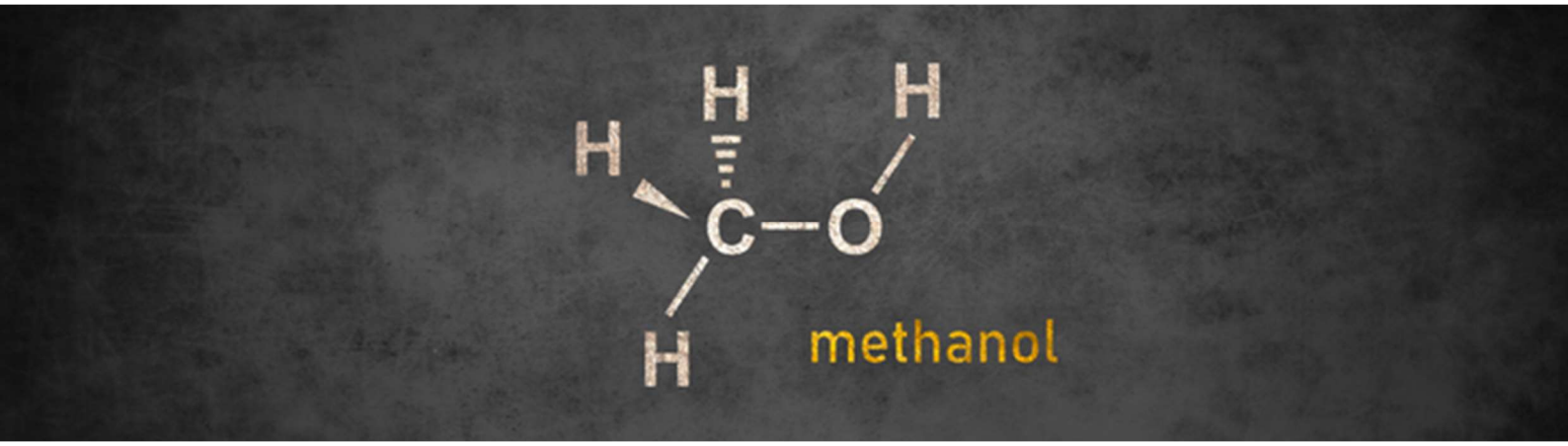
Le méthane est actuellement utilisé pour la production thermique d'électricité et de vapeur, pour la mobilité (transport routier et maritime) ou encore pour des usages industriels.

Le e-méthane est actuellement envisagé, en complément du biométhane, pour remplacer le méthane d'origine fossile dans les usages matures cités ci-dessus.

Usages futurs

Le e-méthane sous sa forme liquide, aussi appelé e-GNL, est également envisagé comme carburant maritime zéro ou faible émission dans une approche neutre en carbone, selon source du CO_2 et émission de méthane, en fonction d'une analyse cycle de vie.

La chaîne du gaz, du GNL au biométhane liquéfié, au e-méthane liquéfié, permettrait une transition énergétique progressive et pilotable par incorporation progressive de bio puis de e-méthane, « neutres en carbone », en mélange avec du GNL. Pour de nombreux acteurs industriels, cette chaine du gaz permettra d'accélérer la transition vers la décarbonation pendant une période transitoire pendant laquelle le passage à l'échelle des e-fuels s'opèrerait.



4. E-METHANOL

4.1 Propriétés

Le méthanol est la molécule d'alcool la plus simple (CH_3OH). Il est liquide à pression atmosphérique et à température ambiante (sa température d'ébullition à l'atmosphère est de 64.7°C).

Le méthanol a une densité énergétique (PCI de 19.9 MJ/kg), proche de la moitié de celle de l'essence ou du gazole. Sa masse volumique est de 793 kg/m3 à 20°C (tableau 4.1).

Le méthanol a un indice d'octane élevé de 114, et peut être utilisé comme combustible pour les moteurs à combustion interne à allumage commandé. Son indice de cétane le rend moins adapté aux moteurs diesel.

Enfin le méthanol est toxique pour l'homme.

4.2 Production

Modes de production du e-méthanol

Le méthanol est synthétisé traditionnellement par hydrogénation catalytique d'un syngas (mélange de CO, H_2 et CO_2), historiquement produit à partir de gaz naturel ou de charbon. Il est désormais également accessible par gazéification de la biomasse ou par hydrogénation de CO_2. La réaction dite de méthanolation est la suivante :

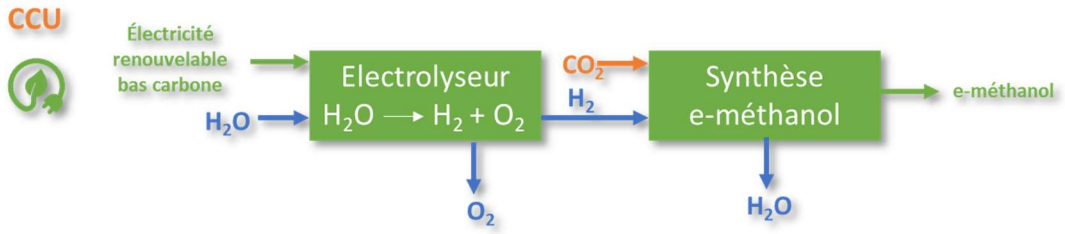
$$CO_2 + 3H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O \quad (\Delta H°_{298K} = -40.9 \text{ kJ/mol})$$

La synthèse de e-méthanol peut être réalisée par 3 voies :

- La synthèse catalytique du CO_2 avec de l'H_2 produit par électrolyse de l'eau. C'est actuellement la seule voie démontrée à une échelle industrielle pour la production de e-méthanol (TRL 7-8). Elle est possible avec les catalyseurs Cu/ZnO utilisés

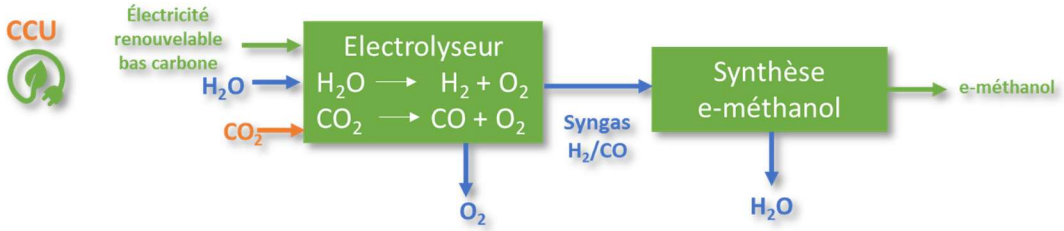
classiquement pour la synthèse de méthanol à partir de syngas (50-100 bar et 250-300°C). Parmi les bailleurs de licence, on retrouve les sociétés CRI (Carbon Recycling Internation), Air Liquide, Johnson Matthey, Haldor Topsoe, ou encore Thyssenkrupp.

① Production de méthanol par électrolyse de l'eau suivie d'une synthèse catalytique



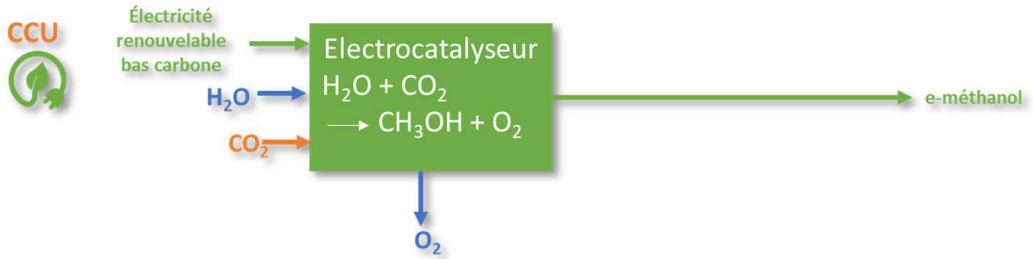
- La production de syngas ($CO + H_2$) par co-électrolyse de l'eau et du CO_2, suivie de la conversion de ce syngas en e-méthanol en utilisant la méthode conventionnelle de production par voie catalytique. Cette voie est encore au stade de développement R&D (TRL 4-6). Elle pourra conduire à une efficacité énergétique globale supérieure à la première voie.

② Production de méthanol par co-électrolyse de l'eau et du dioxyde de carbone suivie d'une synthèse catalytique



Le méthanol peut aussi être produit à partir d'électro-catalyse de CO_2 et d'eau. Cette voie est en cours d'étude, au stade du laboratoire (TRL 2-3). Cette troisième voie présente le meilleur potentiel de rendement énergétique en permettant une synthèse du méthanol en une seule étape. Quelques sociétés ont annoncé des développements sur cette voie : Air Liquide, Mitsui, Haldor Topsoe.

③ Production de méthanol par synthèse électro-catalytique directe à partir d'eau et de dioxyde de carbone



Consommation énergétique spécifique pour la production de e-Méthanol

Comparée à la méthode conventionnelle de production de méthanol à partir de gaz naturel ou de charbon, la consommation énergétique liée aux étapes de reformage ou de gazéification est éliminée. La consommation énergétique résulte principalement de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. La consommation énergétique pour les utilités est celle associée à la synthèse du méthanol (compression, distillation).

Les rendements de conversion de l'électricité vers le e-méthanol sur base PCI [5] sont entre 46 % et 50 % et pourrait atteindre 58-63 % en utilisant des électrolyseurs SOEC à horizon 2030.

4.3 Projets de production de e-Méthanol

Projets annoncés de production de e-méthanol

De nombreux projets de e-méthanol sont annoncés portant sur la voie la plus mature de synthèse catalytique du CO_2 avec de l'H_2 produit par électrolyse de l'eau. Quant à la voie de production de syngas CO + H_2 par co-électrolyse de l'eau et du CO_2, suivie de la conversion de ce syngas en e-méthanol en utilisant la méthode conventionnelle de production par voie catalytique, une première démonstration à l'échelle du MW est prévue d'ici 2025 avec le projet MegaSyn, ce qui portera la maturité technologique de cette voie à un TRL 7.

[5] Le rendement est le ratio entre le PCI du méthanol (19,9 MJ/kg) produit et la quantité d'énergie électrique consommée pour le produire (majoritairement consommation de l'électrolyseur). Un gain sur le rendement peut être obtenu en valorisant de la chaleur dégagée par la synthèse de méthanol qui est exothermique.

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité (t/an)	Procédé / Source énergie
George Ohla renewable plant	Islande	2011	CRI	4 000	CO_2 et énergie géothermiques, H_2 électrolyse
Liquid sunshine	Chine	2020	Dalian Institute of Chemical Physics	1 000	CO_2 et H_2 electrolyse (solaire)
Shunli Anyang[6]	Chine	2022	CRI	110 000	CO2 et H2 (non électrolytique)
ReIntegrate	Danemark	2023	European Energy	10 000	CO_2 biogaz et H_2 electrolyse
The sailboat CO_2 to green methanal project	Chine	2023	CRI, Jiangsu Sailboat Petrochemicals	100 000	CO_2 et H_2 electrolyse
FlagshipOne	Suède	2024	Liquid Wind	50 000	CO_2 et H_2 electrolyse
The Finn fjord e-methanol project	Norvège	2024	CRI, Finnfjord, et Statkraft	100 000	CO_2 ferro-sillicium et H_2 electrolyse (hydro)
AIR	Suède	2025	Perstorp	200 000	CO_2 et H_2 electrolyse
Hynovi	France	2025	Vicat, Hynamics	200 000	CO_2ciment et H_2 electrolyse
eM-Lacq	France	2027	Elyse Energy	200 000	CO_2 et H_2 electrolyse
North Sea Methanol	Rodenhuize, Belgique	2024	ArcelorMittal, ENGIE et 8 autres partenaires	65 MW (2024) puis 600MW en 2030 electrolyse 45.000 tonnes de méthanol par an	Energie renouvelale (éolien offshore)

Tableau 4-1 Liste de projets représentatifs de production de e-méthanol (non exhaustif)

Zoom sur le projet français Hynovi

Le projet Hynovi vise à créer la première filière de production de méthanol décarboné en France et s'inscrit dans les objectifs du gouvernement français en matière de décarbonation de l'industrie et d'indépendance énergétique, dont les carburants de synthèse constituent l'un des

[6]L'hydrogène utilisé ne provient pas de l'électrolyse de l'eau et ce projet n'est donc pas à proprement parler un projet de e-méthanol. Ce projet est cependant le premier en opération permettant la production de méthanol à partir de CO2 et de H2 à une échelle industrielle

principaux leviers. Hynovi a été sélectionné dans le cadre de l'appel à projets « Projet Important d'Intérêt Européen Commun (PIIEC/IPCEI) » par l'État français puis par la Commission européenne.

Le projet Hynovi cherche à capter 40 % du CO_2 émis par la cimenterie Vicat de Montalieu-Vercieu (38). Le carbone produit par la cimenterie sera récupéré et combiné à l'hydrogène bas carbone de Hynamics pour ainsi fabriquer du méthanol décarboné.

Grâce à l'installation d'un électrolyseur d'une puissance de 330 MW d'ici 2025 sur le site de la cimenterie, au captage des émissions de CO_2 à la sortie du four et à l'utilisation de l'oxygène pour faire de l'oxy-combustion, le projet prévoit de produire plus de 200 000 tonnes de méthanol par an, soit un quart de la consommation totale de la France.

4.4 Transport & Stockage

Le méthanol est liquide aux conditions ambiantes, ce qui le rend facilement stockable, transportable et distribuable par bateau, pipeline, camion, ou train.

Sa toxicité nécessite cependant des précautions pour son utilisation, le stockage et le transport. Toutefois, le méthanol est largement utilisé dans des applications industrielles, on sait le transporter en vrac en toute sécurité. Les stockages de méthanol doivent également être maintenus sous atmosphère inerte pour éviter le risque de réactions chimiques dangereuses.

4.5 Usages

Comme le montre le tableau 6-4 ci-dessus, la production en grande quantité de e-méthanol est possible et de nombreuses usines seront mises en production à horizon 2025-2027, à destination du maritime notamment.

Le transport et stockage du e-méthanol pourraient utiliser la logistique existante pour le méthanol fossile.

Le méthanol "renouvelable" (e-Méthanol & bio-Méthanol) peut remplacer le méthanol issu de produits fossiles en tant que matière première pour la chimie :

- pour la production de nombreux produits chimiques, comme le formaldéhyde, l'acide acétique et des plastiques.
- pour la production d'éthylène et de propylène par la voie de synthèse Methanol To Olefins (MTO).

Ces utilisations représentent actuellement environ 60 % de la consommation totale de méthanol.

Le méthanol peut également être utilisé comme carburant pour le secteur du transport terrestre et maritime. Cette utilisation représente actuellement environ 30% de la consommation totale de méthanol. Pour cet usage, le méthanol peut être mélangé avec l'essence dans des proportions de 3 % à 100 % (M3, M15, M85, M100). Les concentrations jusqu'à 15 % (M15) peuvent être utilisées dans les véhicules standard, tandis que des concentrations plus élevées (M85) ou le méthanol pur (M100) peuvent être utilisés dans certains véhicules adaptés (Flex fuel).

La combustion du méthanol fossile conduit à une réduction de GES d'environ 7 % par rapport à l'utilisation de fuel oil dans le secteur maritime. L'utilisation de méthanol renouvelable et notamment e-méthanol permettrait en revanche de répondre aux exigences de réduction de GES.

Du fait de ces nouveaux usages, en particulier pour la mobilité, IRENA[7] anticipe que la production de méthanol va passer de 100 millions de tonnes/an actuellement à une production de 500 millions de tonnes/an en 2050. Cette augmentation sera aussi accompagnée par le développement de la production de méthanol renouvelable. En 2050, la production de e-méthanol passerait à 250 millions de tonnes/an et celle de bio-méthanol à 135 millions de tonnes/an.

[7] Source: IRENA – Renewable Methanol - 2021

5. E-CARBURANTS PARAFFINIQUES (E-ESSENCE, E-KÉROSÈNE, E-GAZOLE)

5.1 Propriétés

L'essence, le kérosène, et le gazole ont des densités énergétiques élevées, ce qui en fait d'excellents carburants pour le transport routier, maritime ou aérien. Ils sont également facilement stockables et transportables, et sous forme liquide à conditions ambiantes. Les propriétés des carburants synthétiques sont très proches des carburants conventionnels produits en raffinerie (tableau ci-dessous spécifiant les propriétés des gazoles et kérosènes, conventionnels et synthétiques produits par la voie Fischer-Tropsch). Les carburants synthétiques présentent par ailleurs l'avantage de ne pas contenir de polluant comme le soufre ou des hydrocarbures polyaromatiques. Comme le montre les photos ci-dessous, le gazole paraffinique de synthèse est parfaitement transparent et génère beaucoup moins de particules fines lors de sa combustion (23-33 % de réduction) et moins de NOx (5-37 % de réduction)[8], que son équivalent fossile.

A noter que le e-diesel est un gazole synthétique très paraffinique, ce qui lui confère un indice de cétane plus élevé que son équivalent conventionnel, et s'avère ainsi particulièrement adapté pour les motorisations diesel. Ces carburants sont dits « drop-in », c'est-à-dire facilement substituables aux carburants conventionnels fossiles sans changement des infrastructures ou de la logistique de distribution, ni nécessité d'adaptation des systèmes de motorisation.

[8] Mesures réalisées sur des camions roulants au gazole de synthèse GTL (source : Brochure GTL – Shell)

DIFFERENCE ENTRE GAZOLE PARAFFINIQUE DE SYNTHESE (A GAUCHE DE CHAQUE IMAGE) ET GAZOLE CONVENTIONNEL (A DROITE DE CHAQUE IMAGE) [8]
IMAGE DE GAUCHE : ASPECT VISUEL
IMAGE DE DROITE : EMISSIONS DE PARTICULES FINES

	Gazole conventionnel	Gazole de synthèse via FT	Kérosène conventionnel (Jet A-1)	Kérosène de synthèse via FT
Densité (kg/L)	0.830	0.780	0.775-0.840	0.756-0.761
Pouvoir calorifique (PCI en MJ/kg)	43	44.0	42.8-43.2	43.9-44.1
Densité énergétique volumique (MJ/L)	36	34.3	34.6	33.3
Soufre total (mg/kg)	7.4	0	< 3000	< 15
Teneur en HAP (%pds)	1.6	0	< 25%vol	0 – 0.1% pds
Indice cétane	53.2	85.5	-	-
Flash point (°C)	61	85	> 38	45
Point de décongélation	-	-	-47- -60	-49

Tableau 5-1 Comparaison des propriétés entre gazole et kérosène conventionnel et de synthèse

Le e-gazole et le e-kérosène ont non seulement l'avantage d'avoir les caractéristiques énergétiques similaires de leurs équivalents fossiles, mais surtout ils ne contiennent pas ou très peu de soufre et de particules d'aromatiques (HAP) qui sont responsables d'émissions de polluants et de particules lors de la combustion.

5.2 Production

Il existe plusieurs voies de production des e-carburants paraffiniques : via la synthèse Fischer-Tropsch ou via la synthèse d'alcools (méthanol, éthanol, …).

Procédés de production via synthèse Fischer-Tropsch

Le procédé Fischer-Tropsch (FT) produit des hydrocarbures paraffiniques, oléfiniques et des oxygénés à partir de gaz de synthèse (mélange de monoxyde de carbone CO et d'hydrogène H_2). Le choix du catalyseur (phases métalliques à base de cobalt ou de fer) et des conditions opératoires (pression modérée 15-30 bar, températures entre 210 et 350°C selon le catalyseur, ratio H_2/CO entre 0.5 et 2.5, …), la réaction FT peut être orientée pour produire un brut de synthèse majoritairement paraffinique, selon la réaction suivante :

$$nCO + 2nH_2 \rightleftharpoons (-CH_2-)_n + nH_2O \qquad (\Delta H°_{298K} = -166 \text{ kJ/mol})$$

La synthèse Fischer-Tropsch est exothermique et la chaleur dégagée permet de générer de la vapeur.

L'effluent de la synthèse Fischer-Tropsch sera ensuite post-traité catalytiquement avec de l'hydrogène pour éliminer les oléfines et les composés oxygénés et obtenir les propriétés à froid du kérosène et du gazole et ajuster la proportion relative de gazole/naphta ou de kérosène/naphta.

Dans les différentes voies XtL[9], le procédé Fischer-Tropsch constitue l'étape commune (technologie mature de TRL 9), tandis que l'étape de production du gaz de synthèse, aussi appelé syngas, diffère :

- Gas to Liquid (GtL): syngas produit à partir du gaz naturel
- Coal to Liquid (CtL) : syngas produit par gazéification du charbon
- Biomass to Liquid (BtL): syngas produit par gazéification de la biomasse
- Power to Liquid (PtL): syngas produit à partir de dioxyde de carbone (CO_2) grâce à de l'hydrogène produit par électrolyse. Conduit aux e-fuels.
- Power and Biomass to Liquid (PBtL): syngas produit par gazéification de la biomasse et de l'hydrogène produit par électrolyse. Conduit aux e-biofuels.

Dans la voie PtL pour produire des e-fuels, le gaz de synthèse est produit à partir de dioxyde de carbone CO_2 et d'hydrogène produit par électrolyse, selon deux technologies :

- Le procédé catalytique de reverse Water Gas Shift (RWGS) dans lequel le mélange CO et H_2 est obtenu à haute température (600-900°C) en faisant réagir le CO_2 avec un excès d'hydrogène H_2 (TRL 7-8). La réaction RWGS est endothermique :
  $$CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O \qquad (\Delta H°298K = +41 \text{ kJ/mol})$$

[9] XtL : « X to Liquid », X pouvant être tout ce qui est détaillé plus loin.

- La co-électrolyse réalisée dans un électrolyseur haute température de type SOEC, qui produit directement le mélange CO et H_2 à partir d'eau et de CO_2 (TRL <7).

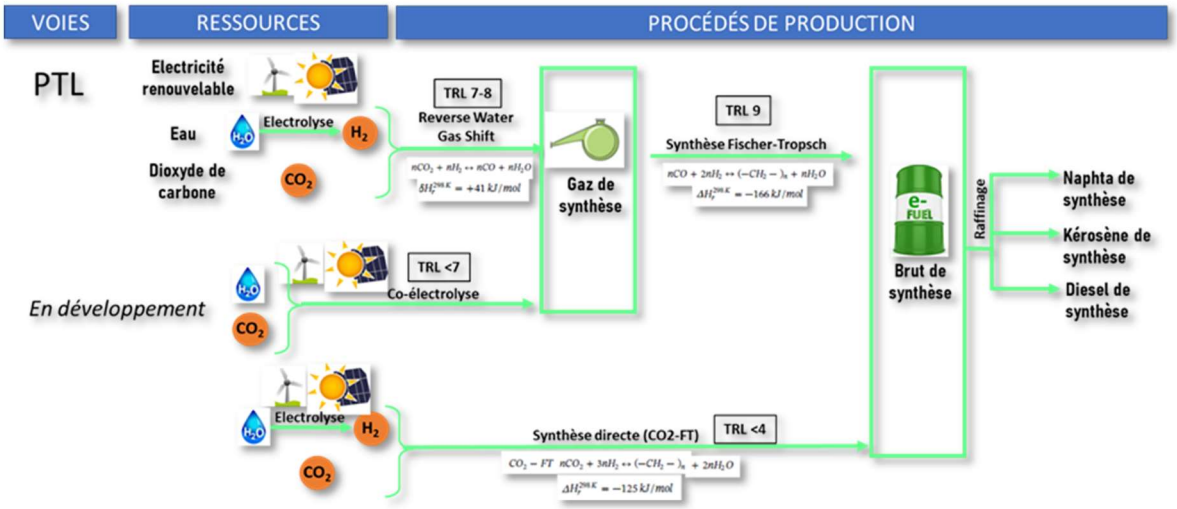


Figure 5-1 Voie de production de e-carburants paraffiniques

Une alternative à la synthèse FT à partir de syngas est la synthèse directe de paraffines par réaction du CO_2 avec l'hydrogène (CO_2-FT). Cette approche en cours de développement (TRL <4) conduit à une réaction globalement exothermique.

Procédés de production via synthèse d'alcools

Le e-méthanol produit à partir de CO_2 et d'H_2 (§6.2), peut ensuite être transformé en essence (gasoline) par le procédé Methanol To Gasoline (MTG) développés par Mobil dans les années 70, et désormais proposé par plusieurs fournisseurs de technologie. Ce procédé est actuellement en opération à la raffinerie Shell de Rhineland qui prévoit de passer du fossile au renouvelable.

Un grand nombre des projets de production d'e-méthanol cités précédemment (§6.3), ont comme objectif à plus long terme de produire du e-kérosène à partir d'e-méthanol. Cependant la voie MtK (Methanol to Kerosene) sur laquelle sont présents UOP, Exxon, Haldor Topsoe, n'est pas encore certifiée à ce jour.

Il existe également une voie de production de kérosène renouvelable à partir d'éthanol ou d'isobutanol, via le procédé EtJ (Ethanol to Jet) ou AtJ (Alcohol to Jet) de TRL 7-8. Initialement développé pour les bioalcools par des sociétés telles que LanzaTech, Axens, UOP, Chevron, ce procédé est désormais appliqué à l'e-éthanol. Lanzatech a été la première société à proposer le procédé LanzaJet à partir d'e-éthanol produit par voie enzymatique à partir de syngas contenant CO, CO_2 et d'hydrogène.

Que ce soit à partir de méthanol, d'éthanol ou d'isobutanol, la transformation ultérieure de l'alcool en kérosène passe par une étape de production d'oléfines légères (procédé MTO, Methanol To Olefins à partir du méthanol ou procédé de déshydratation de l'éthanol ou isobutanol, TRL 9). Ces oléfines sont ensuite oligomérisées en oléfines plus longues. Une étape de fractionnement permet d'isoler les coupes d'intérêts (essence et distillat moyen). Une coupe essence peut être obtenue sans traitement supplémentaire, tandis que la coupe kérosène nécessite une dernière étape d'hydrotraitement.

Consommation énergétique spécifique pour la production de e-carburant paraffinique

Quelle que soit la voie de production de e-carburant paraffinique de synthèse, la consommation énergétique résulte principalement de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Les autres sources de consommation énergétique sont la réaction endothermique de reverse Water Gas Shift le cas échéant, et les utilités pour les compressions, distillations. Les rendements de conversion de l'électricité vers le e-carburants paraffiniques sur base PCI [10] sont typiquement compris entre 43% et 51% avec un électrolyseur alcalin ou PEM et 55-66% en utilisant des électrolyseurs SOEC.

[10] Le rendement est le ratio entre le PCI du carburant paraffinique de synthèse produit (44 MJ/kg) et la quantité d'énergie électrique consommée pour le produire (majoritairement consommation de l'électrolyseur). Un gain sur le rendement peut être obtenu en valorisant la chaleur dégagée par la synthèse FT qui est exothermique.

5.3 Projets de production de e-carburant paraffinique

Projets annoncés pour la production de e-carburants paraffiniques

Le tableau ci-dessous rassemble les projets de production de e-carburants paraffiniques en spécifiant les sociétés impliquées, les volumes de production, les années, ainsi que les voies de synthèse.

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité	Procédé
Frankfurt Hoechst plant	Allemagne	2022	INERATEC	2.5 kt/an	RWGS - Fischer-Tropsch
Rheinland refinery	Allemagne	2023	Shell, ITM power, Linde	100 kt/an	BtL + H_2 (e-biofuels)
Bilbao Petronor plant	Espagne	2024	Repsol-Aramco	2.3 kt/an	RWGS - Fischer-Tropsch
Heroya plant	Norvège	2025	Nordic-Electro Fuel	7 kt/an	POX RWGS - Fischer-Tropsch
Forsmark	Suède	2027	Vattenfall, SAS, Shell et LanzaTech	50 kt/an	AtJ
BioTJet	France	2028-2030	Elyse Energy, Avril, IFPEN	30-100 000 kt/an	BtL + H_2 (e-biofuels)
ReuZe	France	2028-2030	Engie, ArcelorMittal	95 kt/an	RWGS - Fischer-Tropsch
Net Zero I	Etats-Unis	2030	GEVO	100 kt/an	Ethanol-to-hydrocarbons
Hynovera	France	2027-2030	Hy2GEN	16 – 25 kt/an	BtL + H_2 (e-biofuels)
Norsk e-fuel	Norvège	2028-2029	Sunfire, Climeworks, Paul Wurth, Valinor, Lux-Airport	12,5-100 millions de litres/an	Co-electrolyse et RWGS - Fischer-Tropsch
Haru Oni	Chili	2024 puis 2026	HIF, Siemens Energy, Porsche, enel, ENAP, ExxonMobil, EmpresasGasco	130 000 L/an en 2024 550 000 L/an en 2026	Methanol to gasoline

Tableau 5-2 Liste de projets représentatifs de production de e-carburants paraffiniques (non exhaustif)

5.4 Transport & Stockage

Le transport et le stockage des e-carburants paraffiniques pourraient utiliser la logistique existante des carburants fossiles. Le système de transport et de stockage des produits pétroliers s'appuie en mer sur les tankers, et à terre sur un maillage d'oléoducs, de dépôts pétroliers et sur un réseau de distribution.

En France, la quasi-totalité des importations de pétrole brut et de produits finis pétroliers est acheminée par voie maritime vers les raffineries et les dépôts côtiers. Ensuite, l'approvisionnement depuis les ports et les raffineries se fait via 6000 km de pipelines enterrés, dans lesquels circule le pétrole brut depuis les ports vers les raffineries de l'intérieur ainsi que les produits finis acheminés vers les dépôts pétroliers secondaires. L'oléoduc, qui concerne aujourd'hui 60 % du transport massif de produits finis pétroliers, est le mode de transport le plus fiable et présentant le moindre impact environnemental.

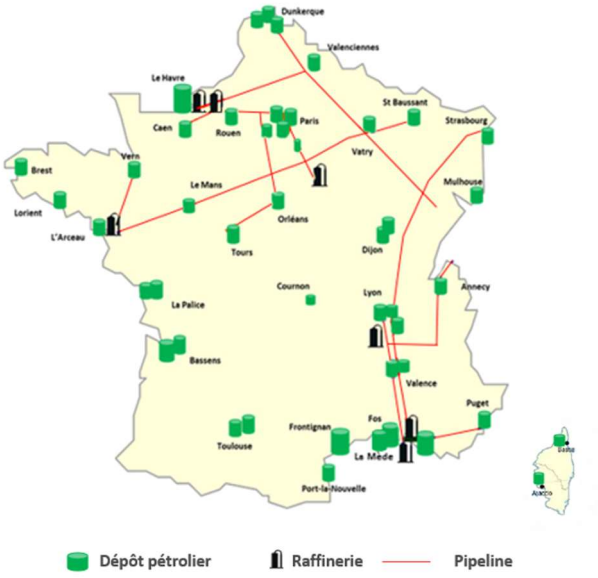


Figure 5-2 Carte des dépôts pétrolier, raffinerie et pipeline en France (Source : UFIPEM)

A partir des dépôts pétroliers, les camions citernes ravitaillent les stations-service en carburants et les particuliers en fioul domestique.

5.5 Usages

Les e-carburants paraffiniques, tels que les e-diesel, e-essence et e-kérosène ont des propriétés proches de leurs équivalents fossiles. Leur usage est donc envisageable dans les transports routier, maritime ou aérien.

Le e-gazole, destiné en particulier au transport routier, est un gazole paraffinique de synthèse. Ce gazole synthétique a des propriétés comparables voire supérieures à celles du gazole conventionnel et peut être utilisé pur ou en mélange dans le gazole commercial. Le gazole de

synthèse est d'ores et déjà un carburant certifié et se trouve dans les stations-services sous les logos suivants :

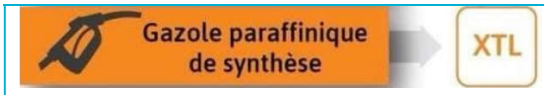
	gazole paraffinique de synthèse pur (gazole répondant aux spécifications EN 15940)
	gazole paraffinique de synthèse en mélange (mélange répondant aux spécifications EN 590). En principe tous les véhicules diesel sont compatibles avec le gazole labellisé "B7".

Figure 5-3 Logo des différents types de gazole en station-service française

Sa densité légèrement plus faible que le gazole conventionnel peut limiter l'incorporation de ce type de produit à 30 voire 50 % dans des carburants B7 ou B10 pour respecter les spécifications EN 590.

Pour le transport maritime et fluvial, le e-gazole sur base de gazole paraffinique de synthèse est également 100 % compatible avec les moteurs diesel actuels. Il n'est toutefois pas autorisé car il ne respecte pas complètement la norme diesel EN 590. Une incorporation en mélange dans du carburant lourd pour usage maritime est envisageable.

Le e-kérosène, destiné à l'aérien, est un kérosène paraffinique de synthèse. Qu'ils soient produits par la voie FT (FT-SPK, Fischer-Tropsch hydroprocessed Synthesized Paraffinic Kerosene) ou par la voie AtJ (AtJ-SPK, Alcohol-to-Jet Synthetic Paraffinic Kerosene), les carburants de ces deux filières sont certifiés (ASTM D7566 annexes A1 et A5). En revanche, le carburant produit par la voie MtK (Methanol to Kerosene) n'est pas certifié.

Le kérosène de synthèse, qu'il soit produit à partir de biomasse, de déchets ou de CO_2 et H_2, sont incorporables aux jets fossiles à hauteur maximum de 50% en volume dans la spécification ASTM D7566. L'accélération du déploiement des infrastructures pour la production de ces carburants contribuera à la décarbonation du secteur aéronautique. Par ailleurs, des actions sont encours de démarrage au niveau ASTM pour permettre d'utiliser à terme ces carburants à la place du Jet A-1, ce qui permettrait d'envisager des vols 100 % SAF.

À court et moyen terme, seuls les kérosènes renouvelables permettront une réduction très importante des émissions de gaz à effet de serre et de polluants, tout en pouvant être mélangés en toutes proportions au carburéacteur fossile. Ils présentent aussi l'énorme avantage de pouvoir utiliser la logistique de distribution existante, sans aucune modification : c'est le concept de carburant drop-in.

6. E-AMMONIAC

6.1 Propriétés

L'ammoniac est gazeux aux conditions normales de température et de pression. Sous sa forme liquide à -33°C, il est facilement stockable et possède une densité énergétique volumique de 12,7 MJ/L, ce qui est environ 3 fois moins que le gazole, ou deux fois moins que l'éthanol. Sa température d'ébullition et sa tension de vapeur sont proches de celles du propane (température d'ébullition à l'atmosphère est de -33.4°C contre -42.1°C pour le propane, sa tension de vapeur à 25°C est de 9,9 bar contre 9,4 pour le propane).

L'ammoniac est moins inflammable, et présente moins de danger d'explosion que le gaz naturel, le méthanol, l'essence, l'hydrogène ou le GPL. Cependant l'ammoniac présente une toxicité avérée, plus importante que d'autres combustibles classiques.

6.2 Production

La principale méthode de production d'ammoniac est basée sur le procédé de Haber-Bosch.

$N_2 + 3H_2 \rightarrow 2\ NH_3$ ($\Delta H°_{298K}$ = -46.1 kJ/mol)

La synthèse de l'ammoniac est une réaction exothermique qui nécessite l'utilisation de catalyseur à base de fer (Fe_3O_4) typiquement à des pressions comprises entre 100 et 300 bars, et des températures de l'ordre de 300-550°C.

L'hydrogène nécessaire à cette réaction peut provenir de différentes sources, carbonées ou non. Cependant, la source d'hydrogène la plus rependue actuellement dans les installations industrielles, est un hydrogène carboné produit par SMR (Steam Methane Reforming - reformarge à la vapeur du méthane - gaz naturel).

Production de e-ammoniac par Haber-Bosch à partir d'hydrogène bas carbone

La production d'e-ammoniac se fait par synthèse classique de l'ammoniac, mais à partir d'hydrogène et d'azote produits respectivement dans des unités d'électrolyse de l'eau et de séparation de l'air alimentées par une énergie électrique renouvelable ou bas carbone.

Plusieurs sociétés propriétaires de technologie de synthèse de l'ammoniac ont développé des schémas de production de e-ammoniac basée sur une production d'hydrogène via une unité d'électrolyse de l'eau PEM ou alkaline. Nous pouvons citer par exemple ThyssenKrupp Uhde® Green Ammonia et KBR's green ammonia process K-GreeN®.

L'azote est produit par une unité de séparation de l'air, qui conduit à une consommation électrique supplémentaire. La séparation de l'air par procédé cryogénique est généralement utilisée pour les unités de grande capacité (typiquement pour les capacités supérieures à 200-300 tonnes par jour de production d'azote). La production d'azote par procédé cryogénique conduit à une consommation électrique de l'ordre de 0.6-1 kWh par kg de d'azote liquide produit.

L'hydrogène et l'azote sont ensuite traités dans une boucle de synthèse e-ammoniac qui repose sur les mêmes principes de design qu'une boucle de synthèse classique.

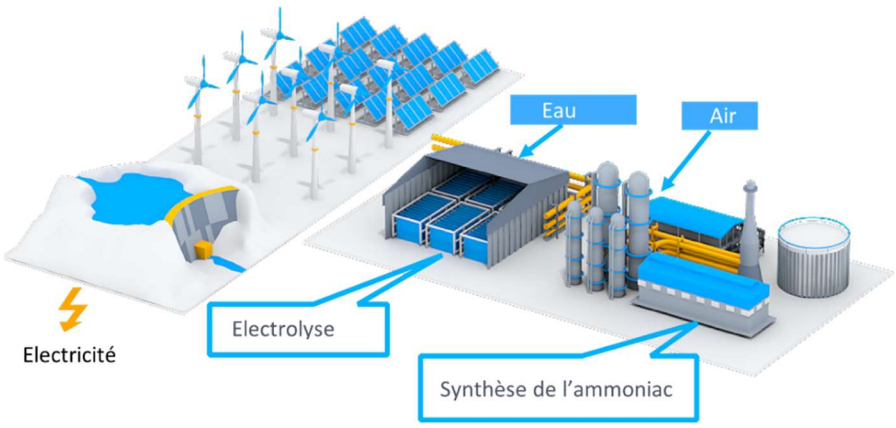


Figure 6-1 Chaîne de production d'e-ammoniac (Source : 2018 AIChE Annual Meeting – NH_3 Energy+ Topical ConferenceOctober 2018| Thyssenkrupp Industrial Solutions)

Technologies émergentes

La société Haldor-Topsoe développe un électrolyseur SOEC qui permet de produire le mélange azote et hydrogène nécessaire à la réaction Haber-Bosch, directement à partir d'air et de vapeur, évitant de recourir à une unité de séparation d'air.

La voie électrochimique basée sur l'utilisation de nitrate (NO_3^-) comme source d'azote est également en cours de développement, mais reste aujourd'hui au stade de la Recherche & Développement.

Consommation spécifique d'énergie pour la production d'e-ammoniac

La consommation spécifique estimée pour une unité de synthèse de l'ammoniac combinée à une unité de production d'hydrogène à partir d'eau avec un électrolyseur alcalin est de 45.1 GJ par tonne de NH_3, dont 9 GJ par tonne de NH_3 pour la seule étape de synthèse Haber-Bosch.

Selon le rendement de l'électrolyseur utilisé, le rendement énergétique sur base du PCI est actuellement de 38-41 % et pourrait atteindre 48-52 % avec un électrolyseur SOEC à horizon 2030.

A titre de comparaison, la demande totale d'énergie pour la production d'ammoniac via la voie classique (Steam Methane Reformer + Synthèse ammoniac) est de 35 GJ/t, si on intègre la valeur énergétique du gaz naturel utilisé comme matière première. Cela conduit à un rendement énergétique du NH_3 d'origine fossile sur base du PCI de 53 %.

L'écart de rendement énergétique de l'e-ammoniac vs l'ammoniac fossile est entre 15-30% pour un gain attendu sur les émissions de CO_2 de l'ordre de 95 %.

6.3 Projets de production de e-ammoniac

De nombreux mégaprojets ont été annoncés pour la production de e-ammoniac dans le monde.

Projet	Pays	Mise en exploitation	Acteurs principaux	Capacité	Source énergie
Helios Green Fuels Project	Saudi Arabia	2026	Neom, ACWA Power, and Air Products	1.3Mt/an	4 GW Solaire + Eolien
Asian RE Hub (AREH)	Australie	2027-2030	BP InterContinental Energy (ICE), CWP Global, Macquarie Capital and Macquarie's Green Investment Group	9 Mt/an	26 GW Solaire + Eolien
Western Green Energy Hub (WGEH)	Australia	2027-2028	InterContinental Energy, CWP Global and Mirning Green Energy Limited	20 Mt/an	50 GW Solaire + Eolien
Saudi Arabia Renewable Energy Hub (SAREH)	Saudi Arabia	2030-2035	InterContinental, Saudi Aramco and Modern Industrial Investment Holding Group	15-20 Mt/an	TBC
Aman	Mauritania	2030-2035	CWP global	10Mt/an	30 GW Solaire + Eolien
Green Energy Oman (GEO)	Oman	2030-2035	OQ, InterContinental Energy, Shell and EnerTech	<10 Mt/an	25 GW Solaire + Eolien

Tableau 6-1 Liste de projets représentatifs de production de e-ammoniac (non exhaustif)

6.4 Transport et stockage

L'ammoniac est largement utilisé dans des applications industrielles, et transporté en vrac en toute sécurité.

Pour des petites capacités, l'ammoniac est généralement stocké sous pression de 16 à 18 bar à température ambiante dans des réservoirs de capacité proche de 1500 tonnes. Pour des capacités supérieures, de l'ordre de 50 000 tonnes, l'ammoniac est réfrigéré à une température inférieure à - 33°C (par compression/détente) et à une pression proche de la l'atmosphère pour diminuer son volume et ainsi faciliter le stockage.

Le transport par camion ou train, avec des volumes de l'ordre de 100 m^3, se fait généralement sous pression, tandis que le transport maritime (bateaux de capacité de 50 000 tonnes, ou barge de 400 à 2 500 tonnes) se fait avec de l'ammoniac réfrigéré.

Il existe déjà des infrastructures pour le transport de l'ammoniac dans le monde et en particulier au Japon, aux Etats-Unis et en Europe, et le long des voies maritimes principales. La température d'ébullition et la tension de vapeur de l'ammoniac liquide étant proches de celles

du propane, il serait également possible d'utiliser les infrastructures de transport et de stockage déjà en place pour le LPG (navires de transport, réservoirs de stockage, pipelines, structures de distribution).

Même si le développement d'infrastructures nouvelles sera nécessaire pour permettre le développement de l'utilisation massive de l'ammoniac comme carburant, et en particulier dans le domaine maritime, ses caractéristiques physiques en font un vecteur d'énergie facilement transportable.

6.5 Usages

Usages actuels

L'ammoniac est utilisé à près de 80 % dans l'industrie chimique pour la production d'urée et d'engrais azotés, à destination de l'agriculture, ainsi que pour la production de résines, de fibres synthétiques, de polyuréthane, d'explosifs, de retardateurs de flamme ou de fluides réfrigérants. La production d'ammoniac tend à se décarboner en utilisant de l'hydrogène bas carbone comme le montre les projets du tableau 6-3 cité plus haut.

Usages futurs

Deux voies d'utilisation de l'ammoniac et du e-ammoniac sont en développement :

- Comme combustible pour des turbines à gaz, fours, moteurs à combustion internes.
- Comme vecteur de transport de l'hydrogène, car le pourcentage massique en hydrogène dans l'ammoniac est élevé (17.6%) comparativement à d'autres solutions de stockage telles que le méthanol (12.5 %). La décomposition du NH_3 pour restituer l'hydrogène n'est cependant pas mature et est énergivore. L'avantage d'utiliser l'ammoniac comme combustible est d'éviter des émissions carbonées (CO_2) comme c'est ordinairement le cas avec d'autres carburants liquides. De plus, l'utilisation directe de l'ammoniac permet d'éviter une perte importante de rendement induite par la décomposition de la molécule en hydrogène (craquage). La contrepartie majeure est la génération importante de NOx.

L'ammoniac possède cependant une faible vitesse de flamme et une grande résistance à l'auto-inflammation. L'efficacité de l'ammoniac dans des moteurs à combustion interne est donc améliorée lorsque celui-ci est mélangé avec d'autres carburants. Le dopage de l'ammoniac avec d'autres carburants (notamment le gazole) offre l'option la plus performante d'un point de vue technique, réduisant par ailleurs les émissions en CO_2 et en NOx si le pourcentage en NH_3 dans le mélange n'excède pas 60 % en poids. Des mélanges de type essence/NH_3 ou éthanol/NH_3 offrent aussi une puissance élevée dans des conditions stables.

Comme le e-méthanol, à la différence du e-méthane qui bénéficiera de l'expérience acquise et des infrastructures déployées autour du GNL puis du bio-méthane liquéfié comme carburant

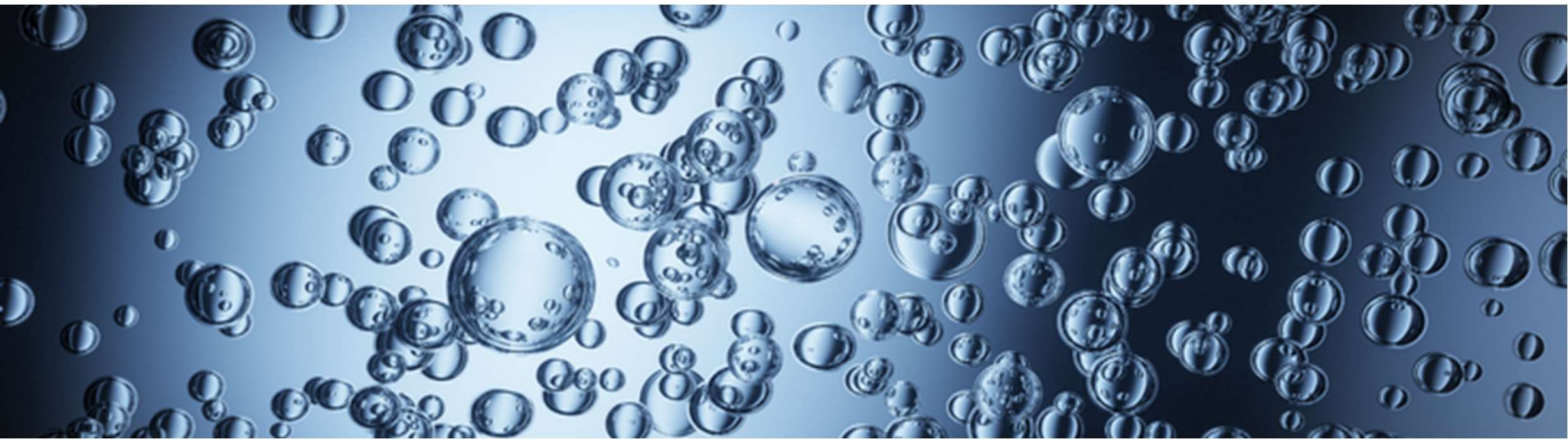
utilisé dans le transport maritime et dans la mobilité lourde, l'e-ammoniac ne s'appuiera pas sur l'ammoniac comme rampe d'essai et de lancement. L'ammoniac sous sa forme actuelle n'apparait pas aujourd'hui être un carburant directement utilisable dans le transport du fait de sa toxicité et des contraintes environnementales qu'il génère. De nombreuses années de recherche seront encore nécessaires avant de lever ces barrières et permettre le passage à l'échelle de l'e-ammoniac.

Les technologies pour l'utilisation de l'ammoniac dans les moteurs à combustion interne sont au stade de la recherche et développement, mais l'une des voies les plus prometteuses est l'utilisation de l'ammoniac en tant que carburant pour le transport maritime. [11] Le Japon en particulier souhaite développer l'utilisation de l'ammoniac comme combustible dans le secteur maritime pour atteindre ses objectifs de décarbonisation à l'horizon 2050, en complément de l'utilisation de l'ammoniac dans son mix énergétique.

Des phases de test sont en cours dans des sociétés comme MAN Energy solutions, Wärtsilä, Japan Engine Corporation (J-ENG), IHI, CSIRO et Siemens Energy. Wärtsilä et Grieg ont lancés un projet conjoint de développement du premier tanker utilisant de l'e-ammoniac comme carburant en 2024.

A noter que le Port de Singapour a annoncé que pour atteindre un taux de remplacement de 30 % de l'énergie utilisée comme combustible pour les bateaux, il sera nécessaire de produire 27.5 millions MTPA de e-ammoniac.

[11] Source: IRENA - DECARBONISE THE SHIPPING SECTOR By 2050



7. ANNEXES

7.1 Technologie de production d'hydrogène par électrolyse

La production d'e-fuels repose sur une première étape commune qui est la production d'hydrogène par électrolyse. La technologie des filières de production d'e-fuel est donc dépendante des technologies de production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau.

	Low (TRL < 7)	Medium (TRL 7-8)	High (TRL 9)
Electrolyse de l'eau	Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC) Anion Exchange Membrane (AEM) Electrolysis	Proton Exchange Membrane (PEM) electrolysis	Alkaline electrolysis

Maturité des technologies d'électrolyse de l'eau

Il y a plusieurs rapports disponibles sur la maturité de la technologie de SOEC : Adelung et al (2018) indique un TRL de 7 car un prototype de SOEC a été mis en service, Store&go (2019) indique un TRL de 6 en indiquant que cette technologie a été opérée au stade d'une installation de démonstration industrielle. La technologie SOEC reste toujours à être implémentée à l'échelle industrielle. Il est attendu que cette technologie puisse atteindre un TRL de 9 en 2030.

Haldor Topsoe a annoncé en mars 2021 le projet de construction d'une unité de production d'hydrogène sur la base de Solid oxide electrolyzers (SOEC) d'une capacité de 500 MW/an avec la possibilité d'extension à 5 GW/an. La mise en service est annoncée pour 2023.

La société GENVIA a été créée en 2021 par le CEA, Schlumberger, VINCI Construction, Vicat et l'Agence Régionale Energie Climat Occitanie. Son but est d'accélérer le développement de la technologie réversible d'électrolyseur haute température à oxyde solide du CEA, et permettre

son déploiement industriel. Une unité Pilote était attendue pour fin 2021 et un passage à l'échelle industrielle en 2025.

La société française Gen-HY, filiale de Flexfuel Energy Development a inauguré en décembre 2021 à Orly une première ligne de pré-production de membrane échangeuse d'anions et une usine avec trois lignes de production de taille industrielle sont prévu pour 2023. Gen-Hy a développé une formulation de polymère pour membranes AEM qui permettrait un rendement de 20% supérieur aux membranes existantes. Cela fait de l'entreprise française l'une des seules sociétés à maitriser toute la chaine de valeur du produit.

7.2 Liste des abréviations

AEM	Membrane échangeuse d'anions	Anion Exchange Membrane
AtJ	Alcool vers jet	Alcohol to Jet
DAC	Capture directe du dioxyde de carbone	Direct Air Capture
DME	Diméthyléther	Di Methyl Ether
ENR	Energie Renouvelable	
ETJ	Ethanol vers Jet	Ethanol to Jet
FT	Fischer-Tropsch	Fischer-Tropsch
GES	Gaz à Effet de Serre	Green House Gas
GPL / LPG	Gaz de Pétrole Liquéfié	Liquid Petroleum Gas (LPG)
HAP / PAH	hydroclarbures aromatiques polycycliques	polycyclic aromatic hydrocarbon
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables	International Renewable Energy Agency
LOHC	Transporteurs d'hydrogène organiques liquides	Liquid Organic Hydrogen Carriers
MTH	Méthanol vers hydrocarbures	Methanol To Hydrocarbure
MTO	Méthanol vers Oléfines	Methanol to Olefins
OME	Polyoxymethylene dimethyl ethers	Polyoxymethylene dimethyl ethers
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur	Lower Heating Value
PEM	Membrane Echangeuse de Protons	Proton Exchange Membrane
PRG / GWP	Potentiel de Réchauffement Global	Global Warming Potential
PIIEC/IPCEI	Projet Important d'Intérêt Européen Commun	Important Project of Common European Interest
RED	Directive sur les énergies renouvelables	Renewable Energy Directive
RSI / ROI	Retour Sur Investissement	Return On Investement
RWGS	Reverse Water Gas Shift	Reverse Water Gas Shift
SAF	Carburant durable d'aviation	Sustainable Aviation Fuel
SMR	Reformage à la vapeur (vaporeformage)	Steam Methane Reforming
SOEC	Electrolyse à oxyde solide	Solid Oxide Electrolysis Cell
Syngas	Gaz de synthèse	Synthesis Gas
TRL	Niveau de maturité technologique	Technology Readiness Level

7.3 Cadre réglementaire

Afin de lutter contre le réchauffement climatique, l'Union Européenne s'est dotée d'une feuille de route reprenant les objectifs de l'accord de Paris (COP21), le Pacte vert pour l'Europe, aussi connu son le nom de « Green Deal ».

Ce Pacte Vert a pour ambition de faire de l'Europe le premier continent neutre pour le climat d'ici 2050 et qui doit respecter l'objectif mondial de limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2, de préférence à 1,5 degré Celsius, par rapport au niveau préindustriel.

Une étape intermédiaire du Pacte vert est de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Cela se traduit par la « paquet climat », aussi communément appelé « Fit for 55 », paquet de 12 propositions législatives, donc contraignantes, devant être adoptées.

Un axe central du « paquet climat » est la Directive aux Energies Renouvelable (RED – Renewable Energy Directive). Dans cette directive nous trouvons des objectifs contraignants concernant les carburants et leur fabrication, ce qui a un impact direct avec l'objet de document, les e-fuels.

La directive (UE) 2018/2001 (dite directive RED II) relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables est définie comme un acte juridique européen adopté par le Conseil de l'Union Européenne, la Commission Européenne et le Parlement Européen. Elle a pour but de lier les Etats membres de l'UE avec pour objectif que les énergies renouvelables représentent 32 % de la consommation finale brute d'énergie dans l'Union européenne en 2030 et que la part de l'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports atteigne au moins 14 % d'ici 2030. Cependant, le choix des moyens et de la forme pour l'atteindre dans les délais fixés par la directive sont libres. Pour la compléter à travers des mesures détaillées ou modifier des éléments non essentiels des actes législatifs (RED II ici), la Commission peut s'appuyer sur des actes délégués (sortes de « décrets d'application »).

Deux actes délégués viennent d'être adoptés par la Commission (13 février 2023) :

1) Acte délégué sur les critères de production des RFBNO pris en application de l'article 27(3) de la directive RED II, dont un critère d'additionalité sur la production d'hydrogène, pour ne pas détourner une capacité de production existante vers les e-fuels

2) Acte délégué sur la méthodologie d'évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) des Renewable Fuels of Non Biological Origin12 (RFNBO) pris en application des articles 25(2) et 28(5) de la directive RED II ;

Essentiel, l'acte délégué « article 28(5) » introduit de nouvelles dispositions pour promouvoir les carburants de demain afin de décarboner le secteur des transports, l'Annexe 11 mettant en avant les origines du CO_2 incorporables dans les carburants synthétiques.

Seul un niveau élevé d'ambition sur les leviers européens en cours de discussion dans le cadre du paquet réglementaire « Fit for 55 » permettra aux e-fuels de se développer.

Le **e-gazole** est déjà certifié EN15940 et incorporable dès à présent en stations-services sous les appellations XTL, mais aussi B7, B10 dans la mesure où le produit final respecte la spécification EN590. Le e-gazole pourrait également être incorporé en mélange dans les carburants lourds pour un usage dans le transport maritime.

Le **e-kérosène** est déjà certifié lorsqu'il est produit par la voie FT-SPK (Fischer-Tropsch hydroprocessed Synthesized Paraffinic Kerosene) ou par la voie AtJ-SPK (Alcohol-to-Jet Synthetic Paraffinic Kerosene). En revanche, le carburant produit par la voie MtK (Methanol to Kerosene) n'est pas certifié. Suivant la spécification ASTM D7566, il peut être incorporé aux jets fossiles à hauteur de 50% volume, bien que les moteurs actuels permettent probablement une utilisation pure des SAF certifiés ASTM.

[12] Les RFNBO doivent générer une diminution d'au moins **70 % d'émissions de CO_2** sur l'ensemble du cycle de vie par rapport au même carburant fossile.

7.4 Listes

Liste des figures

Figure 2-1 Principales voies de synthèse des e-fuels 16
Figure 3-1 Projet MEthycentre de Storengy 19
Figure 5-1 Voie de production de e-carburants paraffiniques 31
Figure 5-2 Carte des dépôts pétrolier, raffinerie et pipeline en France (Source : UFIPEM) 34
Figure 5-3 Logo des différents types de gazole en station-service française 35
Figure 6-1 Chaîne de production d'e-ammoniac (Source : 2018 AIChE Annual Meeting – NH_3 Energy+ Topical ConferenceOctober 2018| Thyssenkrupp Industrial Solutions) 37

Liste des tableaux

Tableau 2-1 Propriétés principales des e-fuels 14
Tableau 2-2 Caractéristiques d'impact environnemental et sur la santé humaine des e-fuels (extraits des fiches de données de sécurité) 15
Tableau 3-1 Liste de projets représentatifs de production de e-méthane (non exhaustif) 20
Tableau 4-1 Liste de projets représentatifs de production de e-méthanol (non exhaustif) 25
Tableau 5-1 Comparaison des propriétés entre gazole et kérosène conventionnel et de synthèse 29
Tableau 5-2 Liste de projets représentatifs de production de e-carburants paraffiniques (non exhaustif) 33
Tableau 6-1 Liste de projets représentatifs de production de e-ammoniac (non exhaustif) 39

7.5 Sources

- "a route to net zero European aviation", executive summary, 11/02/2021
- Concawe: Transport and Fuel Outlook towards the EU 2030 Climate Targets (avril 2021)
- Concawe report 14/19 – role of e-fuel in the European transport system
- AIChE Annual Meeting – NH3 Energy+ Topical Conference October 2018| Thyssenkrupp Industrial Solutions, 2018
- Dechema - Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry, 2017
- Nexant – 2019-6 Ammonia & Market Analytics: Ammonia and Urea, 2020
- PERP – Methanol – TECH, 2021
- IRENA – renewable methanol, 2021
- INRS

EVOLEN

Energies
Aujourd'hui & Demain

Pour toutes informations concernant la note de synthèse sur les éléctro-carburants et EVOLEN:

communication@evolen.org

EVOLEN

evolen_association

evolenofficiel

evolen_org