Juin 2025

Note de position sur le projet de mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC)

Une proposition gouvernementale largement insuffisante au regard des objectifs de la Stratégie nationale hydrogène et du droit européen

Bien que tardive au regard des délais de transposition prévus pour la 3ème directive européenne sur les énergies renouvelables (RED3), France Hydrogène salue la mise en consultation par le gouvernement du projet de mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC). Celui-ci constitue la clé-de-voûte pour la décarbonation des transports en France à 2035, et est notamment essentiel pour atteindre un triptyque d'objectifs fixés dans la Stratégie nationale hydrogène (SNH) publiée en avril :

- Décarboner les activités de raffinage, les transports maritime et aérien via une filière française de fabrication de carburants de synthèse, et la mobilité routière lourde ou intensive (i.e la part des usages pour laquelle les solutions batterie ne répondront pas aux contraintes opérationnelles des professionnels).

- Déployer en France 4,5 GW de capacités d'électrolyse d'ici 2030, et 8 GW d'ici 2035. Sachant que les usages mentionnés et dans le périmètre de l'IRICC (raffinage, aérien, maritime, routier) représentent plus de 50% des besoins correspondant à ces objectifs de production.

- Ce déploiement de la production et des usages de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone dans les transports doit entraîner tout un tissu industriel national que l'Etat a stratégiquement soutenu sur la première période de la Stratégie nationale hydrogène (2020-avril 2025), tant fabricants d'électrolyseurs que chaîne de valeur intégrée sur la mobilité routière hydrogène.

Ces objectifs sont cohérents avec les besoins des filières transports, et réalistes au regard des projets en développement en France. Ils sont atteignables si les bons outils de régulation économique sont mis en place, ce que doit constituer l'IRICC, par transposition du cadre européen.

Mais la proposition gouvernementale sur l'IRICC ne permet en aucun cas de respecter ces objectifs que l'Etat s'est lui-même fixé en avril. Les paramètres suivants ont un impact majeur sur le nivellement par le bas du potentiel d'un tel dispositif :

- Un dimensionnement insuffisant du quota de distribution d'hydrogène et dérivés : léger à 2030, cet écart avec les besoins devient béant en 2035 *[arrêté : IV de l'article 2]*.

- Ce quota d'hydrogène déjà sous-dimensionné est ouvert à l'hydrogène bas-carbone produit à partir d'énergies fossiles, sans restrictions, réduisant largement l'impact du dispositif sur le déploiement de capacités d'électrolyse.

- Là où les co-législateurs européens ont fixé un objectif d'utilisation en 2030 de 5,5% de biocarburants avancés et d'hydrogène décarboné sur la consommation énergétique finale des transports, l'Etat français considère que cet objectif doit être entendu comme après application d'un multiplicateur, qui ne serait ainsi que de 2,75% en termes énergétiques réels. Et fixe donc une obligation de 3,45% (moins en termes réels compte tenu des points suivants). France Hydrogène conteste cette approche, qui ne suit pas l'intention des co-législateurs européens, et pourrait par ailleurs être déclarée invalide, exposant la France à des sanctions.

- Une prise en compte seulement partielle des émissions et énergies utilisées par les transports maritime et aérien en 2030 (et toujours partielle pour le maritime en 2035) *[arrêté : article 3]*.

Le design gouvernemental de l'IRICC a les conséquences suivantes, sur la production et les usages / filières qui peuvent ou non se structurer autour de ce mécanisme extra-budgétaire *(modélisations de France Hydrogène, qui se tient à disposition de l'Etat et des élus intéressés pour détailler)* :

<table>
<tr><th></th><th>2030</th><th>2035</th></tr>
<tr><td>Volumes d'H2 induits par la proposition gouvernementale</td><td>205 kt H2 :
Dont 39 kt pour les sous-obligations aérienne et maritime (et 166 kt pour la fenêtre H2 générale)
Dont 140 kt d'hydrogène électrolytique</td><td>381 kt H2 :
Dont 206 kt pour les sous-obligations aérienne et maritime (et 175 kt pour la fenêtre H2 générale donc en stagnation complète)
Dont 302 kt d'hydrogène électrolytique</td></tr>
<tr><td colspan="3"><u>Impact sur les capacités d'électrolyse</u></td></tr>
<tr><td>Proposition gouvernementale</td><td>1027 MW d'électrolyse</td><td>2360 MW d'électrolyse</td></tr>
<tr><td>Eléments de comparaison</td><td>Objectif SNH (tous usages) : tendre vers 4,5 GW
Les usages concernés par l'IRICC, et dont on peut attendre de manière réaliste que les projets soient mis en service pour 2030, devraient porter sur environ 2 GW → seulement 50% du besoin adressé</td><td>Objectif SNH (tous usages) : 8 GW

Les usages concernés par l'IRICC devraient représenter environ 5 GW → moins de 50% du besoin adressé</td></tr>
<tr><td colspan="3"><u>Impact sur les usages :</u> une décarbonation de la mobilité routière lourde et intensive sacrifiée, avec sa chaîne de valeur attenante</td></tr>
<tr><td>Proposition gouvernementale</td><td>Environ 19 kt H2 valorisables.</td><td>Environ 25 kt H2 valorisables.</td></tr>
<tr><td>Eléments de comparaison</td><td>BP 2035 RTE : 40 kt
Besoin minimum nécessaire estimé par France Hydrogène : 60 kt</td><td>BP 2035 RTE : 162 kt</td></tr>
<tr><td colspan="3"><u>Impact sur les usages (bis) :</u> une « décarbonation » du transport maritime laissée au gaz naturel et à des biocarburants dont le potentiel de contribution est pourtant de facto largement limité, malgré le très bon positionnement de la France pour la production d'e-fuels maritimes</td></tr>
<tr><td>Proposition gouvernementale</td><td>Environ 0,74 TWh d'e-méthanol.</td><td>Maximum 1 TWh d'e-méthanol.</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Eléments de comparaison</td><td>Feuille de route de décarbonation du transport maritime : 1,3 TWh e-méthanol.</td><td>Feuille de route de décarbonation du transport maritime : pas d'éléments précis à 2035, mais 13,3 TWh d'e-fuels à 2040.
BP 2035 RTE : environ 2,9 TWh e-fuels maritimes</td></tr>
<tr><td colspan="2">Recensement projets FR e-méthanol à 2035 (tous usages confondus) >5 TWh (1,5 TWh atteignable pour le seul secteur maritime en 2030)</td></tr>
</table>

La proposition gouvernementale permet une décarbonation du raffinage, et le développement d'e-fuels dans le secteur aérien (par simple application du règlement européen ReFuelEU, pas par ambition nationale propre).

En l'état, l'IRICC correspond à un renoncement sous le manteau au déploiement d'une filière hydrogène en France, et ce malgré :

- le caractère physiquement incontournable de la molécule pour la décarbonation des secteurs et types d'usages cités. Et donc le fait que si on ne donne pas les armes aux acteurs français pour se développer aujourd'hui, nous serons dépendants d'acteurs étrangers demain, ce que nous subissons déjà sur d'autres filières industrielles clés.

- Les atouts majeurs de la France (mix électrique bas-carbone largement excédentaire et amené à le rester ; écosystème de recherche et industriel foisonnant et positionné sur toute la chaîne de valeur hydrogène), et les projets en développement. **France Hydrogène se tient à disposition des services de l'Etat pour montrer en quelles mesures les propositions qui suivent sont réalistes, intégralement atteignables au regard des développements de projets sur le terrain, ce à condition que les régulations économiques mises en place en France soient correctement dimensionnées et non moins disantes par rapport au droit européen qu'elles sont supposées mettre en application.**

Les usages industriels (acier, engrais, chimie de base) ne doivent par ailleurs pas être envisagés comme isolés des usages transports de l'hydrogène, et donc de la clé à leur déploiement que constitue l'IRICC. D'abord parce que, si France Hydrogène appelle à la création de marchés pilotes bas-carbone dans l'industrie (acier et engrais en particulier), ces régulations économiques n'existent pas encore. En conséquence, le premier marché sur lequel nous disposons des leviers pour passer la production à l'échelle et grimper sur la courbe d'apprentissage, au bénéfice de l'ensemble des futurs usagers de l'hydrogène (et sans reposer sur le financement public, comme semble le craindre la Cour des Comptes) : ce sont les transports. Ensuite parce que c'est bien l'agrégation de l'ensemble des usages, dans laquelle les transports seront la composante principale (avec une part d'ailleurs croissante), qui permettra de réaliser les effets volumes nécessaires à l'optimisation des modèles de production, notamment par déploiement de l'infrastructure de transport d'hydrogène. **Indirectement, la proposition gouvernementale de l'IRICC est donc aussi un renoncement au volet industriel de la Stratégie hydrogène, avec les impacts que cela sous-tend sur des secteurs clés à notre souveraineté et aujourd'hui dans une situation critique (acier, engrais, chimie de base).**

France Hydrogène appelle donc à revoir largement l'architecture et le dimensionnement de l'IRICC avec les points résumés page suivante, et détaillés dans la suite du document.

Résumé proposition gouvernementale (à partir de 2030)

	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Quota biocarburants avancés	1,95%	2%	2,1%	2,25%	2,4%	2,6%
Avec (supra et infra) une exonération de près de 45% pour les transports maritime et aérien en 2030, et de 22% pour le transport maritime en 2035						
Quota hydrogène	1,5%	1,6%	1,7%	1,8%	1,9%	2%
Quota pour lequel l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile pourrait largement contribuer, cannibalisant d'autant le déploiement de capacités d'électrolyse induit par une proposition déjà sous-dimensionnée						

Résumé proposition France Hydrogène (à partir de 2030)

	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Quota biocarburants avancés + H2	5,5%	*La valeur de 2030 est une obligation européenne légale. Sans indication sur la trajectoire post-2030, nous ne prenons pas de position précise pour le quota biocarburants avancés + hydrogène, uniquement sur le sous-quota hydrogène (cf infra).*				
Sous-quota H2	1,65%	2,1%	2,7%	3,3%	3,9%	4,5%
Quota et sous-quota pour lequel la contribution de l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile serait strictement limitée à l'utilisation de gaz fatals et plafonnée : 0,15% en 2030, 0,3% en 2035						

Recommandations principales **5**

Recommandation n°1 : redimensionner le quota « général » d'hydrogène et dérivés [arrêté : IV de l'article 2] 6

Recommandation n°2 : ne pas comptabiliser l'hydrogène bas-carbone fossile dans l'atteinte du quota hydrogène, avec une exception encadrée pour l'hydrogène produit par offgas-CCS 7

Recommandation n°3 : respecter le droit et l'approche européennes quant à l'objectif cumulé d'utilisation d'hydrogène et de biocarburants avancés dans les transports 8

Recommandation n°4 : supprimer les exonérations partielles prévues à l'article 3 de l'arrêté pour les transports maritime et aérien 9

Recommandation n°5 : un niveau de pénalités satisfaisant, à conserver 9

Recommandations complémentaires **10**

Recommandation complémentaire n°1 : un mécanisme de flexibilité pour l'obligation hydrogène 10

Recommandation complémentaire n°2 : fixer un contenu carbone maximal pour le méthanol utilisé dans les EMAG (biodiesel) 11

Recommandation complémentaire n°3 : se servir de l'IRICC pour lancer le premier marché pilote sur les engrais bas-carbone : fixer un contenu carbone maximal pour les engrais utilisés dans les cultures pour biocarburants de première génération 12

Recommandation complémentaire n°4 : appliquer un multiplicateur de 2 pour l'hydrogène renouvelable et bas-carbone, et l'électricité distribués dans les ZNI 15

Recommandation complémentaire n°5 : précisions et ajustements réglementaires 16

ANNEXE **17**

Recommandations principales

Prises ensemble, les recommandations suivantes doivent permettre à l'IRICC de produire les impacts suivants : une cohérence avec le bilan prévisionnel 2035 de RTE, les besoins identifiés par les filières utilisatrices notamment dans le cadre de leurs feuilles de route décarbonation respectives, et le potentiel de la filière française illustré par les projets en développement.

Nota : les impacts modélisés ci-dessous sont ceux du quota hydrogène seul. France Hydrogène appelle à suivre l'esprit du texte européen de RED3 et recréer en plus un quota plus large d'hydrogène et biocarburants avancés, porté à 5,5% de la consommation énergétique finale des transports à 2030 (obligation légale). Selon le niveau de disponibilité et compétitivité des biocarburants avancés, cela peut avoir pour effet de relever les niveaux de pénétration de l'hydrogène et de ses dérivés dans les secteurs pertinents, particulièrement transport maritime.

	2030	**2035**
Volumes d'hydrogène		
Induits par la proposition de France Hydrogène	274 kt H2 Dont 17 kt potentiellement adressables par H2 issu de offgas-CCS→ considération d'un volume d'hydrogène électrolytique de 257 kt	636 kt H2 Dont 27 kt potentiellement adressables par H2 issu de offgas-CCS → considération d'un volume électrolytique de 609 kt
A comparer avec le BP de RTE	*268 kt d'hydrogène électrolytique pour ces usages*	*774 kt d'hydrogène électrolytique pour ces usages*
Impact sur les capacités d'électrolyse		
Proposition France Hydrogène	1885 MW d'électrolyse	4818 MW d'électrolyse
Stratégie nationale hydrogène	Objectif SNH (tous usages) : tendre vers 4,5 GW Les usages concernés par l'IRICC, et dont on peut attendre de manière réaliste que les projets soient mis en service pour 2030, devraient porter sur environ 2 GW	Objectif SNH (tous usages) : 8 GW Les usages concernés par l'IRICC devraient représenter environ 5 GW
A comparer à la proposition gouvernementale	*1027 MW d'électrolyse*	*2360 MW d'électrolyse*
Impact sur les usages : une mobilité routière hydrogène qui se déploie sur les usages pertinents et entraîne toute une chaîne de valeur nationale		
Proposition France Hydrogène	Dimensionnement permettant de valoriser 63 kt H2 pour la mobilité routière, avec possibilité de monter jusqu'à environ 80 kt selon les rythmes d'avancement de projets sur les autres secteurs d'usages	Dimensionnement calqué sur le BP RTE et devant donc permettre de valoriser environ 160 kt H2 pour le transport routier
Impact sur les usages (bis) : une chaîne d'e-fuels maritimes qui a l'espace pour se déployer en France, et contribuer au repositionnement stratégique de nos ports		
Proposition France Hydrogène	Autour de 1,5 TWh e-méthanol.	Dimensionnement calqué sur le BP RTE et devant donc permettre de valoriser a minima 2,9 TWh d'e-fuels maritimes
Cohérente avec la feuille de route de décarbonation du transport maritime	*1,3 TWh e-méthanol.*	*Pas d'éléments précis à 2035, mais 13,3 TWh d'e-fuels à 2040.*
A comparer avec la proposition gouvernementale	*Environ 0,74 TWh d'e-méthanol.*	*Maximum 1 TWh d'e-méthanol.*

Recommandation n°1 : redimensionner le quota « général » d'hydrogène et dérivés *[arrêté : IV de l'article 2]*

Sur la période 2026-2029, le dimensionnement proposé par le gouvernement semble relativement bon (si l'on suit les recommandations suivantes), mais nécessite un ajustement à la hausse sur les exercices 2026 et 2027 du fait des volumes importants d'hydrogène renouvelable et bas-carbone qui vont être rendus disponibles pour le raffinage à ces horizons.

Année	2026	2027	2028	2029
Quota hydrogène – gouvernement	*0,05%*	*0,2%*	*0,5%*	*1%*
Quota hydrogène – France Hydrogène	**0,15%**	**0,25%**	0,5%	1%

Sur l'année 2030, un premier ajustement à la hausse du quota devient nécessaire par rapport à la proposition gouvernementale.

Après 2030, la proposition gouvernementale correspond à une quasi stagnation des volumes d'hydrogène et dérivés valorisable dans l'IRICC (excepté pour la sous-obligation aérienne, mais rappelons que celle-ci ne fait qu'appliquer un règlement), en passant de 1,5% à seulement 2% en 5 ans. Il faut par ailleurs préciser que cette quasi stagnation en termes relatifs est encore plus flagrante en termes absolus, puisque la consommation énergétique finale des transports (le dénominateur) doit décroître sur cette période, de 488 à 409 TWh dans le modèle considéré.

Année	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Quota hydrogène – gouvernement	*1,5%*	*1,6%*	*1,7%*	*1,8%*	*1,9%*	*2%*
Quota hydrogène – France Hydrogène	**1,65%**	**2,1%**	**2,7%**	**3,3%**	**3,9%**	**4,5%**

1.1. Sous-recommandation : faire évoluer le plafonnement de la contribution de l'hydrogène électrolytique bas-carbone, biogénique et offgas-CCS (cf infra) à l'atteinte du sous-quota post 2030

Le 7° de l'article 2bis de l'arrêté prévoit à partir de 2030 un plafonnement de la contribution de l'hydrogène électrolytique bas-carbone et de l'hydrogène biogénique à l'atteinte de l'obligation hydrogène, à hauteur de 0,8% (sur 1,5% dans la proposition gouvernementale). C'est un plafonnement qui fait sens, mais après 2030 il doit pouvoir suivre l'augmentation générale du quota hydrogène, ce qui n'est pas prévu dans le texte soumis à consultation. A noter que pour l'hydrogène offgas-CCS, un sous-plafond doit être prévu (cf reco suivante).

Année	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Quota hydrogène – France Hydrogène	1,65%	2,1%	2,7%	3,3%	3,9%	4,5%
Plafonnement de la contribution cumulée de l'H2 électrolytique bas-carbone, biogénique, et offgas-CCS	0,8%	1%	1,3%	1,6%	1,9%	2,2%

Recommandation n°2 : ne pas comptabiliser l'hydrogène bas-carbone fossile dans l'atteinte du quota hydrogène, avec une exception encadrée pour l'hydrogène produit par offgas-CCS

Le Gouvernement a indiqué dans son webinaire de présentation de l'IRICC que l'hydrogène bas-carbone d'origine fossile (couplé donc à un dispositif de capture et séquestration du carbone) pourrait contribuer à l'atteinte du quota hydrogène de l'IRICC.

France Hydrogène dénonce d'abord à ce titre un problème de forme : le texte soumis à consultation est rempli d'éléments contradictoires, non autoportants, et qui ne permettaient pas de comprendre cela à la lecture. Cela aurait pu conduire les acteurs industriels à ne pas réagir sur ce point, pourtant central.

Sur le fond, une ouverture du quota hydrogène à l'hydrogène bas-carbone fossile est complètement antagoniste :

- avec l'esprit du texte européen, qui porte sur le développement de l'hydrogène électrolytique ;
- avec les objectifs de la Stratégie nationale hydrogène : alors la copie gouvernementale est déjà amplement insuffisante pour le déploiement des capacités d'électrolyse compte tenu de la valeur du quota, son ouverture à l'hydrogène « bleu » conduirait à une cannibalisation du marché pour ces capacités.

Enfin, il n'est pas acceptable de donner la même valeur à de l'hydrogène ayant nécessité l'import d'énergies fossiles, à de l'hydrogène non-fossile contribuant à réduire notre facture énergétique extérieure et nos dépendances. Il semble néanmoins acceptable d'introduire une distinction pour l'hydrogène bas-carbone produit à partir de gaz fatals en raffineries et captage du carbone (dit *offgas-CCS*), procédé qui fait sens sur un plan thermodynamique (si électrification des chaudières de la raffinerie en parallèle) et d'indépendance énergétique. A ce titre, France Hydrogène appelle le gouvernement :

- à ce que l'hydrogène bas-carbone fossile ne puisse contribuer qu'à la partie « Energie libre / GES » du mécanisme, et pas au quota hydrogène.
- **L'hydrogène bas-carbone dit offgas-CCS doit pouvoir contribuer à l'atteinte du quota hydrogène, mais de manière cadrée et différenciée par rapport à l'hydrogène non-fossile** :
  - **Application d'un multiplicateur de 0,5** *(qui ne s'applique que dans le cadre de la contribution au quota H2 en contenu énergétique ; les tonnes de CO2 abattues sont pleinement comptabilisées pour l'objectif GES général)*.
  - La contribution de l'H2 offgas-CCS à l'atteinte du quota H2 est **plafonnée à 0,15% en 2030**. **Puis 0,2% en 2031, et 0,25% en 2032, et à 0,3% en 2034**.

Cette double condition permet de valoriser l'hydrogène offgas-CCS sans cannibaliser de manière importante les volumes adressables par l'hydrogène électrolytique : 17kt *cannibalisables* en 2030 (correspondant à un déploiement réel de 34 kt du fait du multiplicateur), sur un total de 274 kt dans la proposition de France Hydrogène ; 27 kt *cannibalisables* en 2035 (correspondant à un déploiement réel de 54 kt du fait du multiplicateur), sur un total de 636 kt dans la proposition de France Hydrogène.

Recommandation n°3 : respecter le droit et l'approche européennes quant à l'objectif cumulé d'utilisation d'hydrogène et de biocarburants avancés dans les transports

La 3ème directive européenne sur les énergies renouvelables (RED3) fixe un objectif d'utilisation en 2030 de 5,5% de biocarburants avancés et de RFNBO (hydrogène électrolytique renouvelable et dérivés), et un sous-objectif d'utilisation de 1% de RFNBO, sur la consommation énergétique finale des transports. **Ces obligations européennes sont à comprendre en termes énergétiques réels.** Les multiplicateurs prévus dans la directive sont des outils pour déployer ces carburants au-delà des niveaux d'objectifs susmentionnés.

France Hydrogène conteste l'interprétation du gouvernement français qui considère que ces multiplicateurs compte double ramèneraient les niveaux d'objectifs, en termes énergétiques réels, à 2,75% de la consommation énergétique finale des transports pour l'usage de biocarburants avancés et de RFNBOs, et à 0,5% pour l'usage de RFNBOs. Cela n'était pas l'intention des co-législateurs européens **: l'interprétation française minimaliste pourrait demain être déclarée invalide par une cour de justice, et exposer la France à des sanctions. Alors même que déployer ces carburants en France est un impératif de souveraineté énergétique, une opportunité industrielle pour ce qui est de l'hydrogène et de ses dérivés, avec une répercussion minime du surcoût sur les carburants conventionnels (notamment par rapport à l'exposition à l'ETS2), et que nous avons donc un intérêt objectif à suivre l'esprit de ce texte européen.**

En ligne avec les positions défendues par France Hydrogène dans le paquet Fit for 55, une inflexion nous semble acceptable à cette mesure européenne : l'hydrogène électrolytique bas-carbone doit aussi pouvoir être comptabilisé dans l'atteinte de ces deux objectifs. En ce sens, pour 2030, nous ne demandons pas de manière rigide d'atteindre 1% de RFNBO : 1,65% d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, avec une contribution minimale de 0,85% de RFNBO, reste pertinente.

Le point majeur à changer de la proposition gouvernementale porte ici sur le quota plus large d'hydrogène électrolytique et de biocarburants avancés. Le gouvernement a choisi une approche en silo, en fixant d'un côté un sous-quota hydrogène (1,5% à 2030) et de l'autre un sous-quota biocarburants avancés (1,95% en 2030). Conduisant à une contribution totale de l'hydrogène et des biocarburants avancés de seulement 3,45% sur la consommation énergétique finale des transports, et même moins lorsque l'on considère les exonérations dont bénéficieraient les carburants maritimes et aériens à 2030. Manquant largement l'objectif européen contraignant de 5,5% pour ces deux vecteurs.

France Hydrogène appelle donc à :

- **Remplacer le sous-quota de biocarburants avancés** (*arrêté : 2ème ligne du tableau du IV de l'article 2*) **par un quota de biocarburants avancés et hydrogène électrolytique** (l'*hydrogène biogénique étant ici inclus dans les biocarburants avancés, au sens des textes européens*).

- **Fixer la valeur de ce quota à 5,5% en 2030.**

Recommandation n°4 : supprimer les exonérations partielles prévues à l'article 3 de l'arrêté pour les transports maritime et aérien

L'article 3 du projet d'arrêté soumis à consultation prévoit des « coefficients de prise en compte » de certains carburants, dont les carburants d'aviation et les combustibles maritimes. Pour 2030, cela conduit à ne considérer que 55% des émissions et des énergies utilisées par le transport aérien, et 57% pour le transport maritime. Cette exonération prendrait fin en 2035 pour l'aérien, tandis que pour le transport maritime seules 78% des émissions de GES et de l'énergie utilisée seraient comptabilisées en 2035.

Par de telles exonérations, **non seulement le gouvernement réduit encore la portée climatique et industrielle du dispositif, mais la deuxième économie européenne créerait un précédent dangereux pouvant menacer l'intégrité de certains textes du paquet climat européen, par effet de ricochet**. Ainsi, lorsque la France « transpose » en quelque sorte l'obligation de distribution de 1,2% de carburants aériens de synthèse à 2030 dans l'IRICC prévue par le règlement ReFuelEU Aviation (ce qui est en soi positif), mais qu'elle indique que cela ne portera que sur 55% de l'énergie totale distribuée, à un moment où certains lobbys essaient de casser des obligations climatiques européennes dont celles de ReFuelEU : la France ne donne certes pas un blanc-seing mais crée un appel d'air pour une quasi division par deux de l'obligation 2030-2031 de e-SAF.

France Hydrogène demande de retirer les carburants d'aviation et les combustibles maritimes du périmètre de l'article 3, et ainsi de considérer pleinement dès 2030 leur impact sur le climat, pour déployer à la bonne échelle les leviers permettant la décarbonation de ces secteurs.

Recommandation n°5 : un niveau de pénalités satisfaisant, à conserver

Les niveaux de pénalités proposés, à 80€/GJ pour les volumes d'hydrogène non distribués par rapport à l'obligation, et à 700€/t CO2, sont satisfaisants. Ils ne pourront néanmoins produire leurs effets que si le dispositif est correctement dimensionné.

Recommandations complémentaires

Recommandation complémentaire n°1 : un mécanisme de flexibilité pour l'obligation hydrogène

Le marché de l'hydrogène et de ses dérivés étant en structuration, l'enjeu du dimensionnement de l'outil extra-budgétaire et plus spécifiquement du quota hydrogène, est de fixer une trajectoire permettant de catalyser des investissements, tout en restant réaliste : l'objet de l'IRICC n'est en effet pas que les obligés aient à s'acquitter de pénalités parce que le marché aurait été trop en tension, mais bien de permettre le déploiement d'énergies renouvelables et bas-carbone dans les transports.

Pour ce qui est de l'atteinte du « quota hydrogène général » – pas des sous-obligations de distribution physique minimale d'e-fuels pour les secteurs maritime et aérien –, France Hydrogène propose ainsi d'instaurer une flexibilité. Celle-ci reconnaitrait l'état de structuration du marché hydrogène (et donc les éventuelles tensions temporaires qui peuvent y survenir) sans pour autant agir comme un « incitatif au report » pour les obligés. Il s'agit de créer un système qui continue à contribuer au développement de la filière hydrogène tel que visé par la Stratégie nationale, en cas de manquements temporaires à la trajectoire, au lieu d'acquittement de pénalités qui abonderaient le budget général de l'Etat.

Proposition France Hydrogène : en cas de non-atteinte d'un objectif sur une année n, portant sur un volume Y *(où Y = volume pour respect quota – volume acquitté en certificats par l'obligé),* permettre à l'obligé de ne pas s'acquitter du montant de pénalité dû, mais de reporter sur l'année n+1 l'acquittement en certificats de ce volume Y, inflaté par un coefficient multiplicateur *c* (ce volume se somme évidemment au sous-quota prévu pour l'année n1).

Dans le cas où l'obligé manque une deuxième année consécutive l'atteinte de son obligation (en l'espèce ici, sous-quota n1 + Y*c*), pour un volume Z, la flexibilité peut encore opérer.

Alors en n2 il devra répondre à l'obligation suivante : sous-quota n2 + Y*c* + Z*c*.

En cas de manquement à l'obligation une 3ème année consécutive, l'obligé doit s'acquitter du paiement pour les 3 exercices budgétaires. **L'inflation de 20% s'applique alors aux volumes encore manquants pour l'atteinte de l'objectif en n2.**

L'obligé peut également faire le choix de payer directement en n1 la pénalité due au titre du manquement à l'obligation en année n.

Cadrage :

- Chaque année, le manquement de la cible qui pourrait être reporté sur l'année suivante ne pourra excéder 25% des quantités dues. Si dépassement, l'obligé devra s'acquitter immédiatement des pénalités.
- Les quantités reportées d'une année à l'autre seront inflatées de 20%. Ainsi, dans le cas où un obligé manquerait de 25% (maximum accepté) son objectif H2 à l'année n, en n+1 il devrait distribuer les volumes dus au titre de l'objectif de l'année n+1 + des volumes correspondant à 30% de l'objectif de l'année n.

Recommandation complémentaire n°2 : fixer un contenu carbone maximal pour le méthanol utilisé dans les EMAG (biodiesel)

Du méthanol (fossile) est aujourd'hui utilisé pour les EMAG (esters méthyliques d'acide gras, constituant l'essentiel des volumes de biodiesel). Sachant que la France consomme environ 2,1Mt d'EMAG, cela correspond à environ 0,2 Mt de méthanol, sur les 0,6 Mt de méthanol fossile importées annuellement par la France (en moyenne).

Ces volumes importés sont une composante de notre facture énergétique extérieure, et sont en partie masqués dans les émissions françaises (émissions importées). La substitution de ces volumes de méthanol fossile importé par du méthanol de synthèse produit en France à partir d'hydrogène électrolytique aurait un impact très faible sur le coût final du biodiesel : +0,3% dans la proposition ci-dessous à 2035. Alors que des projets de production d'e-méthanol sont en développement en France, l'usage raffinage de ce méthanol peut donner un premier débouché important pour « amorcer la pompe » et contribuer à la structuration de la filière, pour être en mesure d'adresser les usages dans le transport maritime et la chimie oléfines.

En ce sens, **France Hydrogène recommande de créer une forme de marché pilote en fixant un contenu carbone maximal pour le méthanol utilisé dans les EMAG** :

- **Réduction de 20% à 2030,** qui correspondrait à un remplacement d'environ ¼ du méthanol fossile par de l'e-méthanol.
- **Réduction de 40% à 2035,** qui correspondrait à un remplacement d'environ la moitié du méthanol fossile par de l'e-méthanol.

L'obligation induit des volumes suffisamment importants pour catalyser des investissements dans l'e-méthanol en assurant un débouché, mais dans des volumes qui ne créent pas une grande cannibalisation sur les autres usages du méthanol (transport maritime, chimie oléfines), qui auront à terme des effets économiques et d'attractivité (des ports) plus importants.

Recommandation complémentaire n°3 : se servir de l'IRICC pour lancer le premier marché pilote sur les engrais bas-carbone : fixer un contenu carbone maximal pour les engrais utilisés dans les cultures pour biocarburants de première génération

Reprendre la maîtrise de l'approvisionnement national et européen en engrais azotés représente aujourd'hui un enjeu majeur de souveraineté. Alors que 65% des apports d'azote aux cultures françaises se font à partir d'engrais azotés minéraux, la France, grande puissance agricole, importe 75% de ses engrais azotés[1], dont plus de 20% de Russie. Le quart que nous produisons nationalement nécessite pour partie de l'import d'ammoniac (acheminé aux Grands ports maritimes de Bordeaux et Nantes Saint-Nazaire) ; et l'ammoniac que nous produisons sur le territoire national, l'est à partir de gaz naturel. **C'est une vulnérabilité majeure du pays, qui s'est « révélée » avec force après le 24 février 2022, et est désormais reconnue au plus haut sommet de l'Etat** avec l'annonce d'un « plan de souveraineté engrais » lors du Conseil de planification écologique qui s'est tenu en mars 2025[2].

Deux leviers complémentaires doivent être activés face à cette vulnérabilité critique :

- évolutions de pratiques culturales pour réduire notre consommation d'engrais azotés minéraux ;
- et relocalisation de la production de ces engrais, à partir d'énergies non fossiles qui permettent de maîtriser l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement : cela implique de produire l'ammoniac à partir d'hydrogène électrolytique, lui-même dérivé d'électricité renouvelable et nucléaire.

La France a des atouts majeurs pour lancer cette production européenne d'engrais azotés non-fossiles, comme en témoigne le choix par Fertighy d'implanter sa première usine en France (Somme[3]). Il est dans notre intérêt national et européen de permettre le lancement de ces projets de décarbonation et relocalisation de la production d'engrais. D'autant que le prix des engrais carbonés devrait croître sous le double effet de l'augmentation des prix de la tonne de carbone sur l'EU-ETS, et de la disparition progressive des quotas gratuits (les engrais minéraux étant inclus dans le périmètre du Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières).

Pour les premiers projets, cette défossilisation représentera néanmoins un surcoût par rapport au prix du fossile tel que nous le connaissons aujourd'hui (mais ne présentera en revanche pas la volatilité qui a si violemment impacté l'agriculture européenne après l'invasion de l'Ukraine par la Russie). Ainsi, afin que ces projets d'engrais azotés bas-carbone aient des débouchés et puissent passer en décisions finales d'investissement, deux leviers de politiques publiques sont à activer :

- Compenser le différentiel de coût avec le fossile. C'est ce que prévoit le mécanisme de soutien à la production par électrolyse, doté d'environ 4 milliards d'euros (pour tout usage industriel de l'hydrogène, pas uniquement engrais). Cette dépense publique est ici essentielle car il est plus difficile que dans les transports d'absorber le surcoût : on peut toucher pour partie à des biens plus sensibles socialement, voire vitaux (alimentation en particulier), et les effets de bord sur la dé-compétitivité des industries et les risques de fuites carbone sont bien plus élevés.
- **Identifier certains secteurs « super-avals » de l'utilisation d'engrais qui sont en mesure d'absorber le surcoût à la décarbonation, et concentrer des obligations fortes sur ces secteurs** : ils permettront aux technologies bas-carbone de monter en compétitivité et que, « demain », les vagues suivantes de projets puissent adresser l'ensemble des besoins.

Les biocarburants de première génération (1G) constituent l'un de ces « secteurs super-avals » largement capables d'absorber le surcoût, et offrant donc l'opportunité de constituer un premier marché pilote pour les engrais azotés bas-carbone.

Ces biocarburants 1G entrent dans le périmètre de l'IRICC. Leur contribution à l'atteinte des objectifs est plafonnée à 7% du contenu énergétique total des gazoles et essences distribuées. Cela représente déjà des

[1] Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'ammoniac en France, Ademe, septembre 2023
[2] 4ème Conseil de Planification écologique, Elysée
[3] Présentation du projet Fertighy, CNDP

surfaces agricoles majeures : 9,6 millions d'hectares pour fabriquer les biocarburants utilisés en Europe en 2023[4]. Et symétriquement, des quantités majeures d'engrais minéraux, représentant un besoin annuel d'environ 500 kt d'ammoniac, induisant elles-mêmes un besoin d'environ 90 kt d'hydrogène, à la maille européenne. Soit un besoin induit d'environ 700 MW d'électrolyse si l'intégralité de ces volumes était remplacée par des engrais azotés bas-carbone.

Surtout, ces biocarburants ne constituent pas un bien essentiel : l'utilisation d'engrais azotés bas-carbone n'entraînerait qu'une légère inflation sur le prix du produit final, acceptable sur un plan socio-économique. Et cela diminuerait le contenu carbone réel (cycle de vie) de ces biocarburants, régulièrement objet de débats. Les biocarburants 1G peuvent ainsi servir à lancer les premières usines d'engrais azotés bas-carbone pour que la filière monte en compétitivité et soit plus tard en mesure d'adresser l'ensemble des besoins.

Recommandation : imposer un contenu carbone maximal sur les engrais azotés utilisés dans des cultures pour biocarburants de première génération.

Cette valeur sera calculée en partant d'une baseline actuelle de 4,5t CO2 / tonne d'azote (valeur médiane des émissions à la production d'ammonitrates et de solutions azotées), à laquelle on applique un objectif croissant dans le temps de réduction de GES devant aboutir à -90% (0,45tCO2/t N) en 2035. Ce qui impliquerait une décroissance annuelle de 9% du plafond de GES des engrais utilisés, à partir de 2026. Néanmoins, les premiers grands projets d'engrais azotés bas-carbone prendront plusieurs années avant d'être mis en service, et appliquer une obligation dès 2026 serait ainsi contre-productif car l'offre en engrais bas-carbone ne serait pas structurée en face (et aboutirait donc juste à une impossibilité de mettre en marché des biocarburants 1G, ce qui n'est pas le but). Nous proposons donc que cette obligation de contenu carbone maximal des engrais utilisés ne commence à s'appliquer « qu'à partir » de 2029. En revanche, à 2029, ce serait « un choc » de réduction de GES (nécessaire pour que les usines bas-carbone aient des débouchés), avant de commencer la décroissance annuelle de 9% pour arriver à -90% GES en 2035.

Baseline : 4,5 t CO2 / t N.

Année	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
% de réduction GES par rapport à la baseline	-36%	-45%	-54%	-63%	-72%	-81%	-90%
Contenu carbone maximal (en tCO2 / t N)	2,88	2,48	2,07	1,67	1,26	0,86	0,45

Mise en œuvre pratique de l'obligation

L'enjeu ici n'est pas d'assurer que les engrais azotés bas-carbone soient distribués physiquement dans les cultures destinées aux biocarburants de première génération, mais bien de passer le surcoût à l'utilisation de ces engrais, sur cette filière biocarburants. Un tel suivi physique induirait par ailleurs deux niveaux de difficultés :

- Suivi du respect de l'obligation hors-France difficile (la France est importatrice nette d'EMAG auprès d'autres pays européens) ;
- Risquerait de faire reposer le suivi administratif sur les agriculteurs, ce qui est une charge de temps non supportable.

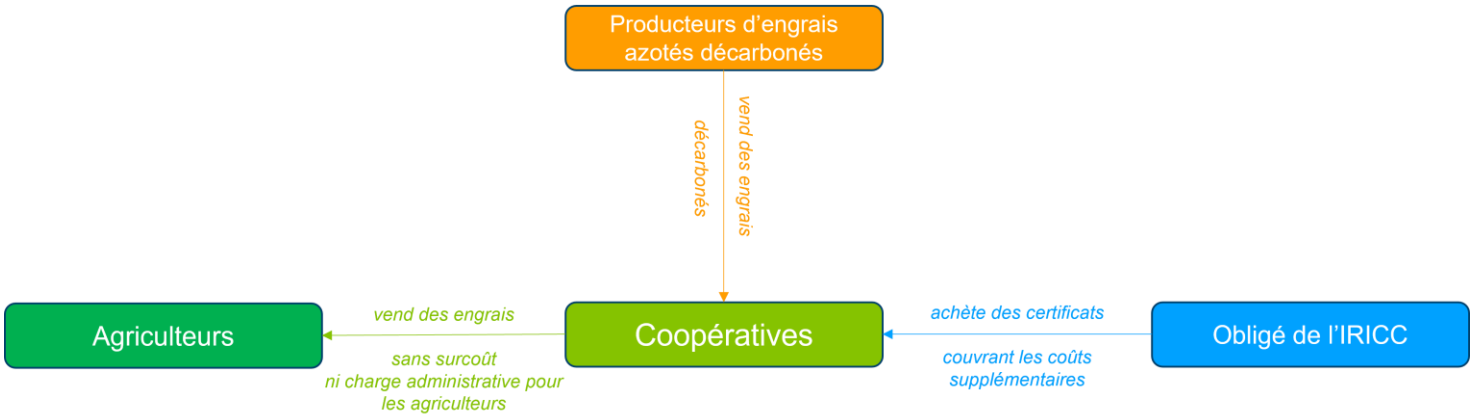
[4] https://www.transportenvironment.org/te-france/articles/les-biocarburants-europeens-un-gachis-pour-la-planete

En conséquence, nous proposons la mise en place d'un système de certificats reposant directement sur le distributeur de biocarburants 1G (i.e l'obligé IRICC) et les coopératives agricoles, qui seront les acheteuses (et revendeuses) directes d'engrais bas-carbone. Le principe :

1. La coopérative achète des volumes d'engrais azotés présentant un contenu carbone inférieur à la baseline (4,5t CO2 / t N) susmentionnée. Cela permet de générer des certificats sur les émissions évitées : *volume * (valeur carbone baseline – valeur carbone appro)*.
2. La coopérative revend ces engrais à des agriculteurs, en mélange avec des engrais produits de manière conventionnelle / carbonée, peu importe leur type de culture.
3. La coopérative vend ses certificats à un obligé IRICC, qui en a besoin d'une certaine quantité (correspondant à un volume de GES évitées) pour que les biocarburants 1G qu'il distribue soient qualifiés « IRICC compatibles » → le surcoût est donc bien transféré sur les biocarburants, et n'impacte pas les agriculteurs (tant au niveau économique que sur le plan de la gestion administrative).

A ce stade, il faut donc déterminer une méthodologie permettant de calculer le volume de certificats « GES évitées engrais » que l'obligé IRICC devra acheter. Nous proposons d'opter pour l'approche la plus simple possible :

1. On déduit d'abord une surface occupée (en hectares) : en divisant le volume de biocarburants 1G (exprimés en PJ) par la valeur annuelle (n-1) des rendements à l'hectare en Europe pour le colza s'agissant des biodiesels, et d'une moyenne blé-maïs s'agissant des bioessences, exprimée en équivalent MJ dans le produit final (*un quintal de culture X permet de produire y MJ de biocarburants, prenant des hypothèses de rendements de procédés par défaut*).
2. Cette valeur de surface occupée (en hectares) est ensuite multipliée par une valeur par défaut des kg d'azote utilisés par hectares fertilisés (idem : pour les biodiesel valeur du colza ; pour les bioessences valeur moyennée du maïs et du blé).
3. Ce volume déduit d'engrais utilisés (en kt d'azote) est ensuite multiplié par le contenu carbone par défaut retenu dans le système, soit 4,5tCO2/tN.
4. On fait ensuite le produit de ces émissions totales de CO2 et du coefficient correspondant à l'obligation de l'année. Par exemple pour 2029 : montant total de CO2 * 0,36. **On obtient le volume de CO2 évité que l'obligé IRICC doit acheter aux coopératives sous forme de certificats.**



Recommandation complémentaire n°4 : appliquer un multiplicateur de 2 pour l'hydrogène renouvelable et bas-carbone, et l'électricité distribués dans les ZNI

L'hydrogène a un rôle important à jouer dans la décarbonation et l'autonomie énergétique des Zones non interconnectées (ZNI[5]). Celles-ci présentent des spécificités infrastructurelles et climatiques par rapport à la métropole.

Pour la mobilité lourde terrestre comme pour certains usages professionnels de VUL, les reliefs et climats de certains territoires ZNI (climat tropical, fortes variations de température entre été et hiver en Corse…) ne permettent pas à la batterie de couvrir tous les besoins. Il en est de même pour les engins et les groupes électrogènes de chantier. Pour le maritime (dessertes inter-îles, navettes en cabotage, tourisme, pêche), la solution batterie, par son poids, n'est pas envisageable. De plus, ces usages professionnels, de jour, nécessitent des recharges de nuit, à des heures où il est particulièrement difficile de décarboner le réseau électrique insulaire (recours à des centrales utilisant de la biomasse importée). Le vecteur hydrogène permet de déphaser les phases de production et d'usage et contribue à réduire l'impact environnemental des batteries, qu'il faudrait installer sur le réseau afin de les recharger. Enfin, le raccordement de plusieurs dizaines de chargeurs de puissance sur des sites de recharge rapide, sur les petits réseaux électriques des ZNI, pose un problème évident. L'alimentation de navires à quai est un autre exemple concret.

L'hydrogène peut au contraire apporter des services aux réseaux électriques des ZNI, par sa capacité de stockage plus longue durée que celle des batteries (projet CEOG en Guyane, sites isolés) et en délivrant de fortes puissances sans soutirage, par l'effacement des électrolyseurs à la demande, mais aussi par la valorisation des surplus de production ENR qui sont aujourd'hui écrêtés.

Bien qu'indispensable, distribuer de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone et de l'électricité aux transports dans les ZNI, présente en moyenne des coûts supérieurs à ceux observés ou projetés dans la métropole, du fait de différentes contraintes territoriales (infrastructure réseau, foncier sous tension, climat). Il est donc essentiel de prévoir des mesures d'intégration adaptées des ZNI dans le mécanisme de l'IRICC pour ne pas créer une rupture d'égalité territoriale. Ces mesures ne peuvent se contenter d'obligations allégées à appliquer dans ces zones, elles doivent avoir un effet incitatif sur les obligés métropolitains à distribuer des énergies renouvelables dans ces zones. Et en particulier des énergies qui augmentent l'autonomie de ces zones, c'est-à-dire électricité renouvelable ou hydrogène.

France Hydrogène recommande :

- **D'assurer que l'hydrogène et l'électricité renouvelables distribués aux transports dans des ZNI puissent bien faire l'objet d'émissions de certificats**, y compris par des *pure players* (de la recharge électrique ou de l'hydrogène), échangeables avec des obligés opérant sur le territoire métropolitain ;

- **D'appliquer un multiplicateur de deux à l'hydrogène et l'électricité renouvelables distribués aux transports dans les ZNI.** Ce multiplicateur s'appliquerait à la fois aux émissions de GES évitée qu'au contenu énergétique.

- Particulièrement dans le cas des ZNI, compte tenu des contraintes locales qui s'y appliquent par rapport au mix métropolitain, doit pouvoir être considérée comme renouvelable l'électricité qui aurait été stockée sous forme d'hydrogène avant d'être retransformée en électricité.

[5] Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, Mayotte ; Corse ; certaines autres collectivités d'Outre-Mer ; les îles du Ponant

Recommandation complémentaire n°5 : précisions et ajustements réglementaires

Certaines conditions d'éligibilité de l'hydrogène au mécanisme de l'IRICC nécessitent des précisions et/ou ajustements :

- En l'état, l'arrêté n'est pas clair sur l'éventuelle nécessité que la station de recharge hydrogène soit publique pour que les volumes distribués soient valorisés dans l'IRICC (un caractère public demandé pour la recharge électrique). Il est nécessaire de clarifier le texte, et d'inclure le ravitaillement hydrogène privé au dépôt dans le périmètre : l'hydrogène étant une réponse à des besoins professionnels, dont certains sur des zones logistiques voire des chantiers, n'autoriser que la recharge publique conduirait à mettre de côté des usagers pertinents.

- A la lecture de l'arrêté, il nous semble que les énergies renouvelables et bas-carbone distribuées aux engins de chantier peuvent bien faire l'objet d'émissions de certificats IRICC. Nous demandons une confirmation de ce point. L'inclusion d'engins de manutention (chariots élévateurs …) reste plus floue. Il est nécessaire que l'hydrogène distribué à ces engins de manutention puisse faire l'objet d'émissions de certificats.

- Au VI de l'article 2 de l'arrêté, sur les combustibles maritimes, il est indiqué que « *les carburants renouvelables d'origine non biologique éligibles pour contribuer à l'atteinte de cet objectif sont l'ammoniac, le méthanol et le GNL produits à base d'hydrogène électrolytique renouvelable ou bas carbone* ». 2 corrections doivent être apportées à cette rédaction :

  - Par définition, les RFNBOs ne sont pas dérivés que d'hydrogène électrolytique renouvelable, pas bas-carbone (le même problème rédactionnel se pose au VII de l'article 2, sur le secteur aérien).
  - L'arrêté semble exclure l'utilisation directe d'hydrogène dans le maritime, alors même que des acteurs français développent des concepts, et qu'Ariane Group est bien positionnée sur la liquéfaction de l'hydrogène (cruciale pour l'usage maritime). Inclure l'hydrogène direct.

- Enfin, plusieurs conditions d'éligibilité sur la production d'hydrogène par biomasse nous semblent devoir être ajustées. *Voir document attaché ici*.

ANNEXE

Ressources

Certaines des ressources principales utilisées, notamment sur les scénarios de déploiement :

- Chapitre 11 – volet hydrogène du Bilan prévisionnel 2035, RTE, juillet 2024
- Feuille de route de décarbonation de la filière maritime, Gouvernement, novembre 2024
- Stratégie nationale de l'hydrogène décarboné, Gouvernement, mars 2025
- Pour dimensionner ses propositions de manière à ce qu'elles soient réalistes (l'objectif de l'IRICC étant de déployer des énergies renouvelables et bas-carbone, pas que les obligés n'aient à s'acquitter de pénalités), France Hydrogène s'est basée en parallèle sur sa connaissance des projets en développement (et en appliquant des taux de chute importants par rapport au déclaratif, dans une approche conservatrice). L'association se tient à la disposition des services de l'Etat pour échanger sur cette base projets.

Interactions entre cibles pour 2030

Les secteurs maritime et aérien ont tous deux une sous-obligation d'utilisation d'e-fuels de 1,2% (qui ne s'applique pas sur la totalité de leur carburant dans les faits – article 3). C'est une obligation physique, non fongible avec des carburants H2/dérivés fournis à d'autres secteurs. En revanche, s'applique également sur les distributeurs de carburants maritimes et aériens le quota d'H2 et dérivés de 1,5% (proposition gouvernementale). Ils auront mécaniquement respecté 1,2% par la distribution d'e-fuels du fait de leur sous-obligation ; et sont libres pour les 0,3% restants (peuvent acheter des certificats H2 raffinage etc). P*ar défaut, nous avons considéré dans nos calculs que ces distributeurs de carburants aériens et maritimes atteignent l'intégralité de leur obligation de 1,5% (gouvernement) ou 1,65% (France Hydrogène) avec des e-fuels*.

Compréhension des chiffres utilisés : données de base

Déduire l'impact du mécanisme sur les quantités d'hydrogène renouvelable et bas-carbone distribuées

Consommation énergétique finale des transports (cf dossier de consultation) :

- En 2030 : 488 TWh.
- En 2035 : 409 TWh.

Consommation énergétique de l'aérien : 91 TWh (nous avons considéré un retour en 2030 à la demande de 2019, puis une stabilité à 2035) → mais l'article 3 réduit la quantité totale d'énergie considérée à 55% en 2030, soit 50 TWh. Prise en compte à 100% en 2035.

Consommation énergétique du maritime :

- 2030 : 26,7 TWh (feuille de route de décarbonation du maritime) ; mais article 3 réduit la quantité totale d'énergie considérée à 57%, soit 15,1 TWh.
- 2035 : baisse légère à 26,4 TWh ; mais article 3 réduit la quantité totale d'énergie considérée à 78%, soit 20,6 TWh.

Et donc consommation énergétique des filières hors aérien et maritime :

- En 2030 : 370 TWh.
- En 2035 : 292 TWh.

Sur les hypothèses de déploiement de capacités d'électrolyse (en MW) : à partir du besoin (en kt H2) d'hydrogène électrolytique induit par le système (proposition gouvernementale ou proposition France Hydrogène), il a été déduit des capacités d'électrolyse en considérant :

- un rendement de 55kWh/kg H2 et un fonctionnement 7500 heures/an pour les électrolyseurs déployés entre 2026 et 2030.
- Un rendement de 50 kWh/kg H2 et un fonctionnement de 6000 heures/an pour les électrolyseurs déployés entre 2031 et 2035.

France Hydrogène se tient à disposition des pouvoirs publics pour présenter plus en détail les modèles utilisés et leurs résultats (allocations par secteurs des quantités d'hydrogène, etc).