

Y AURA-T-IL TROP D'ÉLECTROLYSEURS EN 2035 EN FRANCE POUR LA DEMANDE PRÉVISIBLE ?

1. Contexte et objet de la note	1
2. L'évaluation des différentes composantes de la demande – Méthodologie et hypothèses –	3
3. Conclusions	6
Annexe I : Les plans Hydrogène français	11

1. Contexte et objet de la note

La France, dès 2018, et donc avant la crise énergétique des années 2020-2023, ambitionne d'être un champion mondial de l'hydrogène. Elle met en œuvre avec opiniâtreté une succession de plans, dans l'ensemble cohérents, assortis de moyens financiers régulièrement croissants (annexe 1). L'objectif actuel est de disposer de 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030 et 10 GW en 2035. Cet objectif n'est-il pas excessif par rapport à la demande potentielle ?

Sept milliards d'euros de fonds publics auront été dépensés en 2030 pour les plans Hydrogène. Des investissements industriels sont déjà visibles dans trois grandes technologies d'électrolyseurs :

- électrolyseurs alcalins : McPhy (projet de gigafactory à Grenoble); John Cockerill : fabrication massive d'électrolyseurs en Alsace ;
- électrolyseurs PEM (Proton Exchange Membrane) : Areva H2 (devenu Elogen et repris par le Groupe GTT); projet de *gigafactory* PEM à Vendôme ;
- électrolyseurs SOEC (*Solid Oxide Electrolyser Cell*) à haut rendement : Genvia, partenariat entre le CEA et Schlumberger; perspective d'une *gigafactory* à Béziers.



En outre, la filière innovante AEM (*Anion Exchange Membrane*) qui combinerait le meilleur de l'alcalin et des PEM et n'utiliserait pas de métaux rares est incarnée par le français Gen-Hy ; une *gigafactory* est également annoncée pour cette technologie.

En parallèle à leur industrialisation, ces projets à des degrés divers poursuivent leurs développements pour accroître la durée de vie des produits, et démontrer leur capacité de fonctionnement à charge partielle, ou d'effacement, dans les périodes de pointe du réseau. Le succès de ces développements sera clef pour la compétitivité de l'hydrogène électrolytique.

Plusieurs sites de production de grandes quantités d'hydrogène par électrolyse, mobilisant des électrolyseurs français, mais aussi importés, sont par ailleurs annoncés.

Les initiatives sont nombreuses dans le domaine de la mobilité. Symbio (coentreprise Michelin-Faurecia) entend industrialiser des systèmes embarqués intégrant pile à combustible et régulation. Plastic Omnium produit des réservoirs de stockage haute pression et des systèmes intégrés incluant également leur pile à combustible.

Par ailleurs, les usages de l'hydrogène ont fait l'objet de démonstrations tels des bus dans différentes collectivités territoriales (Montpellier, Béziers, Pau...) ; des trains développés par Alstom et expérimentés en Allemagne ; des taxis, etc... Pour sa part Renault, à travers son partenariat Hyvia avec l'américain Plug Power, installe des stations de production et ravitaillement en hydrogène. De même, Air Liquide et TotalEnergies sont associés pour installer et exploiter des stations de ravitaillement.

Ces quelques exemples ne visent nullement à l'exhaustivité, mais simplement à montrer que la stratégie française Hydrogène commence à s'incarner sur le terrain par des investissements effectifs. Ce n'est cependant pas l'objet de cette note de faire un bilan des investissements en cours ; à côté d'indéniables réussites, il y a aussi des échecs comme la renonciation de collectivités territoriales aux bus ou trains à hydrogène du fait de coûts d'exploitation trop élevés, par exemple.

De façon beaucoup plus circonscrite et dans un contexte où l'enthousiasme pour l'hydrogène est élevé, il nous paraît nécessaire d'analyser la trajectoire qui sous-tend le plan hydrogène français au regard de la demande potentielle à moyen et long terme. Les 6,5 GW d'électrolyseurs visés en 2030 et 10 GW en 2035 devraient permettre la production par électrolyse de 0,8 Mt d'hydrogène et 1,3 Mt d'hydrogène respectivement avec un facteur de charge de 75 % et un rendement de 70 %. Les quantités projetées sont supérieures à celles communiquées par le Gouvernement en février 2023 (600 kt/an) qui supposent implicitement un très faible facteur de charge des électrolyseurs¹. Ces quantités sont à comparer à la production et consommation d'hydrogène en 2022 : 0,88 Mt selon [France Hydrogène](#)².

Aux horizons 2030 et 2035 s'ajoutera la production domestique d'hydrogène décarboné par vaporeformage (*Steam Methane Reforming – SMR*) dans des installations existantes auxquelles seront adjoints des systèmes de capture et stockage du CO₂ (CCS), ainsi que d'éventuelles importations, sans doute sous forme de carburants de synthèse. Il y aura, enfin, une production résiduelle d'hydrogène non décarboné. Il s'y ajoutera peut-être un peu d'hydrogène naturel ; mais le potentiel reste incertain et il est compté pour mémoire en 2030.

1. Les hypothèses de facteur de charge et de rendement sont discutées à la fin de l'annexe 1.

2. Le service des données et études statistiques (SDES) du ministère de la transition énergétique a pour la première fois fin 2023 publié les résultats de statistiques élaborées à partir d'enquêtes sur la production et la consommation d'hydrogène ([L'hydrogène pur : première évaluation des ressources et des usages en France en 2022](#)). Les quantités évaluées sont très sensiblement inférieures à celles de France Hydrogène. Conformément aux exigences d'Eurostat, le SDES a limité son recensement à l'hydrogène pur (pureté supérieure à 98 %). Or il y a des utilisations industrielles ne nécessitant pas ce degré de pureté et qui seront cependant à décarboner. Nous n'avons en conséquence pas utilisé ces données, tout en soulignant combien il sera important dans le futur de disposer d'un outil statistique de suivi des productions et consommations d'hydrogène, carboné et décarboné.



Ainsi la stratégie Hydrogène française conduirait à disposer de 1,5 Mt en 2030 et 2,2 Mt en 2035 d'hydrogène. La demande d'hydrogène sera-t-elle au rendez-vous ?

Tableau 1. Estimation de l'hydrogène disponible en 2030 et 2035 avec la quantité d'électrolyseurs prévue par le plan hydrogène et un facteur de charge de 70% des électrolyseurs

Millions de tonnes d'hydrogène	2030	2035
Hydrogène électrolytique	0,8	1,3
Hydrogène décarboné SMR+CCS	0,1	0,2
Importations	0,3	0,4
Hydrogène gris	0,3	0,2
Hydrogène naturel	Pm	0,1
Total	1,5	2,2

Selon cette même [stratégie hydrogène](#) de décembre 2023 (p. 21), la France vise à disposer de 600 kt d'hydrogène décarboné en 2030 et 1 Mt en 2035. Même sans tenir compte d'importations, l'hydrogène décarboné disponible en France serait alors en quantité environ 50% supérieure aux besoins. Il paraît donc nécessaire de procéder à une analyse plus systématique de la demande.

2. L'évaluation des différentes composantes de la demande – Méthodologie et hypothèses –

Dans cette note on passe en revue les grands secteurs de la comptabilité nationale. Cependant, certains d'entre eux ne seront pas demandeurs d'hydrogène³. Les secteurs qui pourraient avoir un besoin d'hydrogène sont : la production et distribution d'électricité (...); les industries extractives et manufacturières ; le transport (...). Nous les résumerons en : **énergie, industrie, transport**.

À l'horizon 2040 et en prenant en compte un mix énergétique cohérent avec le [discours de Belfort](#) (10 février 2022) du Président de la République et les scénarios RTE cohérents avec cette ambition, il n'y a pas de besoin de stockage de longue durée passant par le vecteur hydrogène ; en revanche, des stockages stationnaires électrochimiques seront requis pour lisser les variations quotidiennes, mais ils ne feront pas appel à l'hydrogène, car le coût du stockage électrochimique est très inférieur à celui du vecteur hydrogène et le rendement très supérieur. Nous ne retenons donc pas de consommation d'hydrogène pour la production d'électricité et le secteur de l'énergie.

3. Agriculture, production et distribution d'eau ; déchets ; construction, commerces et réparation automobiles et cycles ; hébergement et restauration ; information et communication ; services financiers, assurances, immobilier ; services professionnels, scientifiques et techniques ; administratifs et assistance, administrations publiques ; enseignement ; art, spectacles, services récréatifs ; autres services, ménages en tant qu'employeurs, services extraterritoriaux.



Pour ce qui concerne l'industrie et le transport, deux méthodologies d'évaluation ont été utilisées :

- la prise en compte des règlements et directives européennes résultant du paquet *Fit for 55*, qui fixent des objectifs de réduction d'émissions (maritime) ou de recours aux énergies renouvelables (autres secteurs) jusqu'en 2050. Compte tenu de l'accès à la biomasse de ces différents secteurs, il en résulte un besoin d'hydrogène pour utiliser la biomasse de façon optimale⁴ ainsi que d'hydrogène pour produire des carburants de synthèse requis après utilisation de la biomasse accessible ;
- la prise en compte des feuilles de route sectorielles proposées par les secteurs les plus émetteurs en application de l'article 301 de la loi Climat et Résilience lorsque ces feuilles de route existent : ceci est le cas pour toutes les filières sauf le transport routier de marchandises et le raffinage/pétrochimie, deux secteurs constituant cependant un marché potentiel de l'hydrogène.

Les résultats détaillés selon ces deux méthodologies sont voisins⁵ : les règlements et directives européennes ont été approuvés postérieurement à l'élaboration des feuilles de route sectorielles, mais leurs tendances sont connues depuis longtemps et ont été largement anticipées dans l'établissement de celles-ci.

Une synthèse de ces résultats est présentée dans le tableau 3, limité à la demande en hydrogène décarboné : il faut y ajouter une poursuite de fourniture d'hydrogène carboné (avec sans doute au moins partiellement captage et stockage du CO₂) tout au long de la transition. Les données de ce tableau sont sous-tendues par les éléments ci-après.

Industrie

Plus du quart de l'hydrogène utilisé dans l'industrie (voir note 2) sert à la fourniture de chaleur aux raffineries et à la désulfuration des carburants utilisés par le transport routier. Cette composante va décroître.

Les autres composantes potentielles de la demande industrielle d'hydrogène sont évaluées dans le tableau 3 pour les secteurs identifiés comme consommant de la chaleur haute température (la chaleur moyenne et basse température peut aisément être produite directement par l'électricité) :

- la production d'ammoniac. L'hypothèse haute prend en compte la décarbonation complète des sites français au moyen d'hydrogène électrolytique en maintenant leur niveau de production, ce qui nécessite d'importants investissements de rétrofit. L'hypothèse basse prend en compte l'équipement de deux des quatre sites français de dispositifs de CCS et un moindre recours à l'hydrogène décarboné pour les autres avec une baisse de production nationale ;
- la sidérurgie fera appel à la réduction du minerai de fer (*DRI - Direct Reduction Iron*) dans un premier temps par le gaz naturel puis par l'hydrogène décarboné tout en utilisant au maximum le recyclage de l'acier dans des fours électriques à arc. Le CCS doit compléter la panoplie des leviers de décarbonation. Plus tard, l'électrolyse directe du minerai de fer pourrait permettre de se passer d'hydrogène. Cependant, les hauts fourneaux équipés de CCS et les installations de réduction directe (DRI) seront utilisés jusqu'à la fin de leur vie technico-économique.

4. Le ratio entre les atomes d'hydrogène et de carbone dans la biomasse est inférieur à celui des chaînes hydrocarbonées requises pour le transport. Pour valoriser au mieux le carbone de la biomasse, il faut ajouter de l'hydrogène dans le processus de conversion.

5. Les notes détaillées présentant les résultats selon les deux méthodologies sont disponibles auprès de l'Académie des technologies.



- Les produits minéraux non ferreux dont :
 - le ciment (22% des émissions industrielles françaises). La production du clinker (cuisson du calcaire et de l'argile) est à l'origine de 70% des émissions, 30% étant consacré au chauffage. Ce n'est qu'à la décarbonation de la partie chaleur que l'hydrogène pourrait contribuer, le CO₂ lié au process étant inévitable et relevant de l'installation de systèmes CCS. Il est alors plus logique de continuer l'utilisation de carburants carbonés et de dimensionner le CCS pour l'intégralité des émissions. Il n'y a donc pas de perspective de décarbonation du ciment par l'hydrogène,
 - le verre dont la France produit 4,2 Mt par an environ (mattech-journal.org). Cette production requiert environ 8 GJ/t pour le verre plat et 10,1 GJ/t pour le verre creux, soit une moyenne d'environ 9 GJ/t (2,5 MWh) donc une consommation annuelle de 10 TWh. La production de la chaleur requise pour la fusion et le formage du verre peut être assurée par l'électricité, ce qui est le cas dans des installations industrielles en production. L'Agence hollandaise de l'environnement estime à 7 le TRL de l'électrification de la production courante contre un TRL de 4 pour des installations utilisant l'hydrogène. La demande d'hydrogène pour le verre devrait donc être marginale,
 - les céramiques (matériaux de construction (briques et tuiles) et autres). La production européenne⁶ annuelle de briques, tuiles et carrelages est de 55 Mt, 25 Mt et 4,5 Mt respectivement, soit une production française approximative de 5 Mt, 2,5Mt et 0,45 Mt. La consommation d'énergie requise est de 2,31 GJ/t pour les briques et de 5,6 GJ/t pour les tuiles et les carrelages; et donc une consommation annuelle un peu inférieure à 8 TWh. Pour des raisons similaires à celles avancées pour la production de verre, la production de céramique commence à s'électrifier ou va recourir au biogaz. Différents obstacles à l'utilisation de l'hydrogène sont identifiés⁷; il s'y ajoute un surcoût de l'hydrogène lié au caractère diffus de cette industrie et au coût de transport de l'hydrogène. Là encore, la demande d'hydrogène devrait être marginale,
 - Les autres industries manufacturières (papier-carton; sucre, etc.) font depuis de nombreuses années de gros efforts d'économie d'énergie et donc d'émissions (recyclage de matériaux, récupération de chaleur, etc. et la tendance de leurs émissions est nettement baissière. Les plans de transition sectoriels de l'ADEME qui leur fournit des outils méthodologiques n'évoquent pas l'hydrogène.

Transports

L'hydrogène doit être réservé aux modes de transport qui ne peuvent pas être décarbonés par le vecteur électrique.

L'énergie consommée par le transport ferroviaire non électrifié représente moins de 0,3% de l'énergie du secteur des transports. Sa décarbonation qui peut être assurée par du biogaz ou du e-diesel coproduit avec du e-kérosène n'est donc pas susceptible de demander des quantités significatives d'hydrogène.

En ce qui concerne le transport routier, les véhicules légers (personnels et utilitaires) n'utiliseront pas l'hydrogène, compte tenu des progrès considérables des batteries. Concernant les transports lourds, il reste de grandes incertitudes sur les transports lourds longue distance liées à l'introduction ou non des autoroutes électriques (ERS), et au potentiel des batteries (capacité et masse) : quels seront l'autonomie et les temps de recharge des gros tracteurs électriques ? Ces incertitudes sont reflétées dans les fourchettes présentées,

6. Ecofys, 2009e; European Commission JRC-IPTS IPPC, 2009d; Ecofys and JRC-IPTS, 2009. Cité par Heat and cooling demand and market perspective - JRC- 2012.

7. Decarbonizing the ceramics industry: A systematic and critical review of policy options, developments, and sociotechnical systems – Renewable and sustainable energy reviews – 2022.

même si on peut penser que la mise en place d'un écosystème en support de l'électricité (stations de recharge), qui se met dès maintenant en place, et le progrès des batteries vont fortement limiter le recours à l'hydrogène.

En revanche le maritime et l'aviation (18% de l'énergie consommée par le secteur des transports⁸) ne peuvent être décarbonés sans recourir à l'hydrogène.

- Pour l'aviation ce sera dans une première étape la production de biokérosène avec des procédés de deuxième génération. Pour assurer une utilisation optimale de la biomasse, de l'hydrogène devra être injecté dans le process. La biomasse disponible annuellement étant limitée, il faudra à partir de ~2035/2040 utiliser des e-kérosènes en plus de la biomasse.
- La décarbonation du maritime suivra un chemin légèrement différent. L'Union européenne impose au secteur maritime un objectif de réduction des émissions (en pourcentage par rapport à une référence) contrairement à l'aviation à qui sont imposés des objectifs d'incorporation de carburants décarbonés; le maritime va, dans un premier temps, convertir ses flottes fonctionnant actuellement au fuel lourd en motorisation gaz naturel puis biogaz ou carburants liquides issus de la biomasse (BtL); puis viendront des carburants de synthèse (vraisemblablement e-méthanol). La [feuille de route du transport maritime](#) prend en compte une relocalisation du soutage dans les ports français; le tableau 3 intègre cette volonté en « hypothèse haute », mais elle est très peu plausible, le soutage maritime diminue en effet régulièrement depuis vingt ans.

3. Conclusions

On ne saurait évidemment prétendre prévoir la demande en hydrogène dans vingt-cinq ans : ce n'est que progressivement que les projections deviendront fiables. Il ne s'agit ici que d'esquisser une trajectoire. Les fourchettes à l'horizon 2050 sont donc larges et ne peuvent servir à bâtir une politique, en revanche, les années 2030 et 2040 sont en revanche significatives.

À l'horizon 2040, la demande française pourrait se situer aux alentours de 1,4 Mt d'hydrogène décarboné, dont les 2/3 serait affecté aux transports maritimes et aériens; la colonne 2040/plausible donne une indication de la répartition des usages de l'hydrogène à cette date. L'industrie aura d'impératifs besoins d'hydrogène (500 kt), mais elle sera néanmoins un moindre consommateur que les transports (850 kt). Le CCS assurera une part de la décarbonation de l'industrie.

La demande sera satisfaite par la production française (hydrogène électrolytique et hydrogène SMR/CCS) et des importations. L'équilibre importations/production domestique résultera des coûts relatifs de production et de transport. La Commission européenne dans sa « stratégie Hydrogène » ((COM/2020/301)) établie en 2020 [s'oriente vers une égalité entre production domestique et importation](#) en 2030 (10 Mt), sans guère de justification. L'Allemagne, dans sa [stratégie révisée le 26/07/2023](#) envisage d'importer de 50% à 70% de l'hydrogène dont elle aura besoin en 2030, ce qui est avec nuances [conforté par le Fraunhofer ISI](#), institut spécialisé en décarbonation et économie des énergies décarbonées; l'objectif de court terme paraît en effet difficilement accessible.

On peut aisément évaluer le potentiel d'importation d'hydrogène à un horizon de quelques années, en recensant les projets en étude ou réalisation. À long terme, l'exercice est bien plus difficile, car les décisions sont prises par des acteurs privés qui ne révèlent pas nécessairement leur stratégie et sur lesquels les politiques publiques ont peu de prise. La France cependant qui a déjà largement décarboné sa production

8. 26% en moyenne européenne. C'est la conséquence du faible soutage en France pour le transport maritime.

d'électricité contrairement à l'Allemagne et à la moyenne européenne peut consacrer une partie de la croissance de ses moyens de production à la production d'hydrogène alors que ses voisins doivent donner la priorité à la décarbonation. Elle peut viser à mieux maîtriser sa sécurité d'approvisionnement et comme les États-Unis ou le Canada, limiter à environ 30% ses importations d'hydrogène. Avec une telle hypothèse de 70% de production domestique, la production requise en France serait d'environ 1 Mt.

Cette valeur est à comparer au plan hydrogène qui permettrait de produire en France dès 2035 1,3 Mt d'hydrogène électrolytique (10 GW) auxquels s'ajouteraient de l'hydrogène SMR/CCS et peut-être de l'hydrogène naturel, et donc de disposer de 1,6 Mt d'hydrogène domestique. L'équilibre offre/demande pourrait s'établir en 2040 selon le tableau 2 ci-après.

Tableau 2. Équilibre Offre — demande en 2040

kt H ₂ décarboné		2040	
		Disponibilité ⁹	Consommation
Données du tableau 3 Consommation H ₂	Énergie (Pt)		0
	Industrie		500
	Transport		850
Données du tableau 1 Disponibilité H ₂	Total hors importations	1 600	1 350
	Total avec importations	2 000	

On peut en conclure que :

- la stratégie française de consommation et production d'hydrogène devrait mieux évaluer et prendre en compte le partage entre production domestique et importation,
- l'objectif d'installation d'électrolyseurs selon ce plan permettrait de satisfaire une demande très supérieure au besoin estimé en 2040; et la capacité resterait excédentaire même dans l'hypothèse d'absence d'importations,
- les perspectives de production domestique d'hydrogène électrolytique permettent une production significative de carburants de synthèse sur le territoire français. Elle est prise en compte dans les évaluations de l'Académie des technologies, mais elle est négligée dans la révision de la stratégie hydrogène française. Le développement de la technologie des carburants de synthèse permettrait à la France de les produire en partie sur son territoire et d'exporter sa technologie.

Ces résultats rejoignent ceux qui ont été récemment publiés par le CEA au niveau européen ([Étude Sisyphe : dynamique de la demande européenne en hydrogène bas carbone d'ici 2040](#)). Selon le CEA, il y a « un écart notable entre l'objectif européen et la projection de la demande en hydrogène bas carbone de l'Europe d'ici 2040 ».

9. La disponibilité d'hydrogène indiquée est celle de 2035 (voir tableau 1). Celle de 2040 devrait être supérieure vu la croissance projetée des électrolyseurs, ce qui augmenterait d'environ 400 kt les quantités d'hydrogène excédentaire.

L'exportation d'un surplus d'hydrogène est-il une option? C'est le souhait de l'Allemagne qui promeut la réalisation d'un réseau de grand transport d'hydrogène à travers l'Europe qui permettrait aux pays potentiellement excédentaires (Europe du sud, France (?), Europe du nord) d'alimenter les pays déficitaires; mais il ne sera pas réalisé à l'horizon 2040. Et cette politique est discutable : la priorité serait d'y exporter directement de l'électricité pour contribuer à leur décarbonation, plutôt que leur fournir le produit sophistiqué qu'est l'hydrogène ou ses dérivés. L'exportation d'hydrogène ou de dérivés (e-carburants par exemple) n'est d'ailleurs pas prise en compte dans la stratégie nationale

Au niveau européen comme au niveau français, les perspectives de la demande ne justifient pas les objectifs de production d'hydrogène et d'installation d'électrolyseurs pris en compte par la stratégie Hydrogène¹⁰.

Tableau 3. Estimation de la demande française d'hydrogène.

Demande Hydrogène décarboné (t)		2030 Min	2030 Max	2040 Min	2040 Max	2040 Plausible	2050 Min	2050 Max	Commentaires
Industrie	Production électricité	-	-	-	-	-	-	-	Pas de production requise avec le plan Belfort et les scénarios RTE correspondants
	Ammoniac	-	-	20000	90000	40000	40000	185000	Hypothèse haute ou basse selon l'importance de la relocalisation de la production d'engrais et l'utilisation du CCS.
	Sidérurgie en t H ₂	-	-	60000	60000	60000	60000	120000	En première étape, la décarbonation (hors recyclage d'acier dans des fours électriques) sera assurée aux 2/3 par le CCS et 1/3 par le DRI. Ultérieurement les installations CCS seront utilisées jusqu'à fin de vie; l'électrolyse directe du minerai prendra le relais
	Raffinage, pétrochimie et chimie	-	-	200000	400000	300000	200000	200000	Après être passé par un pic (décarbonation), la demande d'hydrogène devrait baisser (sortie des moteurs thermiques et conséquences sur les raffineries)
	Chaleur HT (verre, céramique, autres...)	Pm	Pm	-	150000	100000	200000	200000	

10. L'additionalité est exigée par l'Union pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables d'origine non biologique, pour des pays dont le mix électrique n'est pas « bas carbone » (Règlement délégué (UE) 2023/1184).



Tableau 3. Estimation de la demande française d'hydrogène (suite)

	Demande Hydrogène décarboné (t)	2030 Min	2030 Max	2040 Min	2040 Max	2040 Plausible	2050 Min	2050 Max	Commentaires
Transport terrestre	Véhicules légers	-	-	-	-	-	-	-	Cette demande est assurée plus efficacement et moins cher par des batteries.
	Véhicules lourds courte distance	-	-	-	-	-	-	-	
	Véhicules lourds longue distance	-	-	-	400 000	100 000	0	600 000	Il y a une grande incertitude sur la demande à long terme de ce segment selon que l'ERS s'impose ou non en Europe (c'est la solution la moins consommatrice en énergie, et la plus économique); et les progrès dans les batteries. L'hypothèse haute est peu probable.
	Ferroviaire	-	-	-	-	-	-	-	Il peut y avoir une demande marginale pour la décarbonation des lignes non électrifiées; mais elles seront plutôt redevables du diesel coproduit avec le kérosène, ou du biogaz.
Transport maritime	Biocarburant	30 000	130 000	110 000	230 000	110 000	80 000	150 000	L'hypothèse haute correspond à une augmentation significative du soutage dans les ports français : c'est celle de la profession, mais elle n'est guère crédible.
	e-méthanol	0	60 000	40 000	590 000	40 000	600 000	1 160 000	Idem ligne précédente
Aviation	Aérien e-BLt	130 000	130 000	160 000	160 000	600 000	240 000	240 000	L'hypothèse haute laisse une place à « l'avion hydrogène » même s'il est peu crédible à l'horizon 2050; il se substituerait à du e-kérosène.
	e-Kérosène	-	-	270 000	270 000		2 445 000	1 880 000	
	H ₂	-	-	-	-		-	565 000	
	Total	160 000	320 000	870 000	2 350 000	1 350 000	3 865 000	5 300 000	



Principaux acronymes utilisés

AEM	<i>Anion Exchange Membrane</i> Membrane d'échange d'anions
BtL	<i>Biomass to liquid</i> Carburants liquide à partir de biomasse
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> Capture et stockage du CO ₂
DRI	<i>Direct Reduction Iron</i> Réduction directe du fer
ERS	<i>Electrical Road System</i> Autoroute électrique
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i> Membrane d'échange de protons
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i> Vaporéformage
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolyser Cell</i> Cellule d'Electrolyseurs d'oxyde solide
TRL	<i>Technology Readiness Level</i> Niveau de maturité technologique

Annexe I

Les plans Hydrogène français et les hypothèses implicites de facteur de charge ou de rendement

Plan 2018

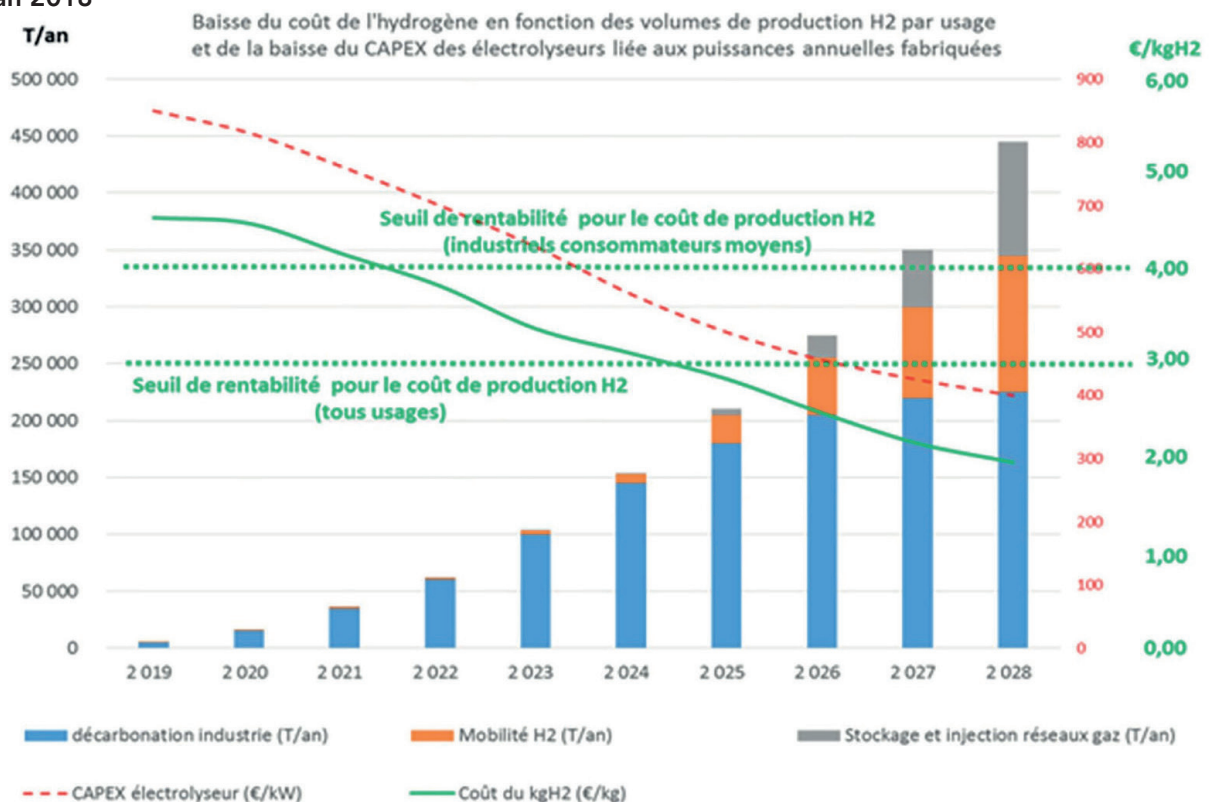


Figure 1. Plan « Hulot » — Développement de l'hydrogène pour la transition énergétique — 2018 100 M€/an

Plan 2020

- Installation d'une capacité de production d'hydrogène décarboné de 6,5 GW par électrolyse.
- 3,4 Mds€ alloués sur la période 2020-2023 – 7 milliards jusqu'en 2030
- Faire émerger une filière française de l'électrolyse
 - Décarboner l'industrie en remplaçant l'hydrogène carboné
 - Développer une offre de mobilité lourde à l'hydrogène
 - Développer des projets territoriaux d'envergure en incitant à mutualiser les usages
 - Soutenir la recherche et l'innovation
 - Développer les compétences



Plan février 2023

Accélération à moyens constants du plan 2020

Plan 4 décembre 2023

Présentation des « contours » de la nouvelle stratégie Hydrogène

- 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030 et 10 GW en 2035
- 500 kilomètres de canalisations pourront être déployées « à court terme »
- Mobilités lourdes à l'hydrogène décarboné

Rendement et facteur de charge

Selon le texte de la nouvelle stratégie, ces électrolyseurs produiraient 600 kt d'hydrogène décarboné en 2030 et 1 Mt de tonnes en 2035. Les hypothèses de rendement et facteur de charge ne sont pas données dans la stratégie.

Or le rendement des électrolyseurs alcalins est de 75 % à 90 % ([GuidEnR HOE> Les différentes technologies d'électrolyseurs](#)). Les développeurs d'électrolyseurs Haute température (SOEC) annoncent des rendements de 90 % ([High temperature electrolysis cell \(SOEC\)](#)). Le rendement énergétique de la conversion d'électricité en hydrogène par la technologie PEM est de 74 % à 79 % ([Utilisation of waste heat from PEM electrolyzers \(science direct\)](#)). Toutes ces données conduisent à considérer que le rendement des électrolyseurs de la prochaine décennie devrait être d'au moins 75 %.

Ce paramètre est confirmé par l'ordre de grandeur d'électricité requis pour produire 1 Mt d'hydrogène. Il y a un consensus pour retenir aujourd'hui une fourchette de 50 TWh/M ([Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review](#)) à 55 TWh/Mt (rapport Académie des technologies et références associées [Rôle de l'hydrogène dans une énergie décarbonée](#), 2021 - p. 63; rapport Académie des technologies Mars-2023 [Décarbonation-secteur-aerien-production-carburants-durables-AT](#)). Or le contenu énergétique PCS de l'hydrogène est de 12770 kJ/Nm³ ([Fiche France-hydrogene.org](#)) et la densité de l'hydrogène dans les conditions normales est 0,08988; on en déduit un rendement de conversion de 0,71 à 0,78 selon que l'énergie requise est 55 ou 50 TWh/t. Pour un rendement de 75 %, la production d'un million de tonne d'hydrogène requiert 52,5 TWh d'hydrogène.

Il faut une puissance d'électrolyseurs de 6 GW pour consommer 52,5 TWh avec un facteur de charge de 1 (fonctionnement 8760 h par an). Si 10 GW sont requis, c'est que la stratégie Hydrogène fait l'hypothèse d'un facteur de charge de 60 %.

Les périodes de maintenance des électrolyseurs sont limitées et ne sauraient justifier un facteur de charge aussi faible. Deux contraintes d'utilisation susceptibles de limiter le facteur de charge sont à considérer :

1. La nécessité de produire l'hydrogène vert à partir d'électricité renouvelable. C'est une exigence de l'Acte délégué (EU) 2023/1184 10 février 2023¹¹. À partir de 2030, les électrolyseurs devront obtenir l'électricité d'un fournisseur chaque heure d'une quantité d'électricité renouvelable égale à la consommation de l'électrolyseur (principe de corrélation temporelle).

11. Règlement délégué (UE) 2023/1184 établissant une méthodologie de l'Union définissant des règles détaillées pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique.



Or la capacité de production d'énergie renouvelable prévue par le discours de Belfort permettra aisément de satisfaire cette condition : 75% des heures, la capacité de production effective d'électricité solaire, éolienne et hydraulique sera de 20 GW, le double de la capacité des électrolyseurs.

Production RE (GW) en 2040 – Discours de Belfort

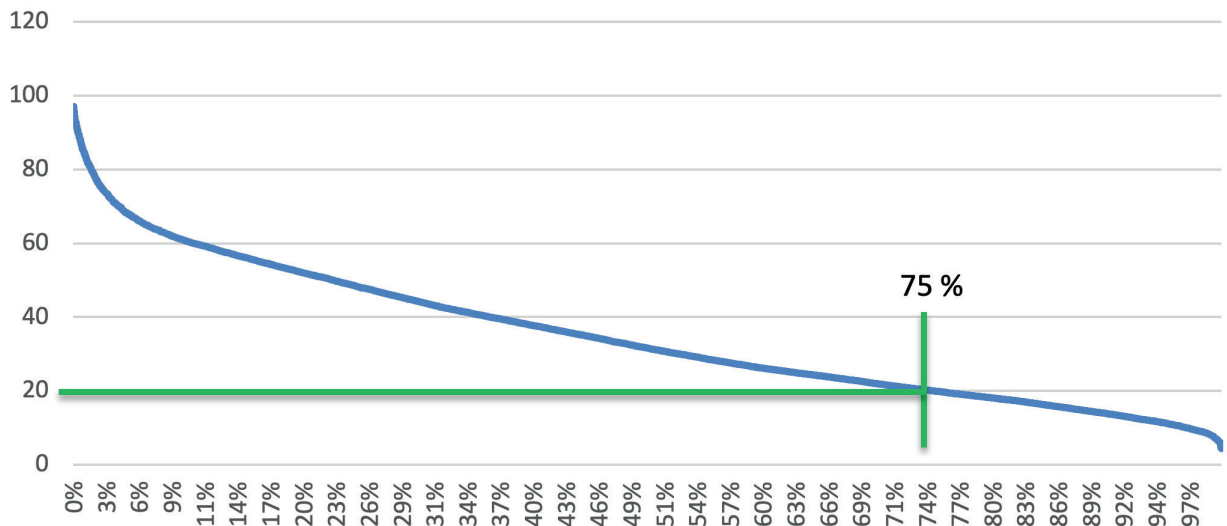


Figure 2 - Monotone de production d'énergie renouvelable en 2040 avec le parc installé du discours de Belfort et la climatologie de la fin des années 2017 à 2019. Calculs Pôle Energie AT.

2. L'effacement ou la baisse de charge des électrolyseurs en période de prix élevés d'électricité. Les exploitants d'électrolyseurs ont intérêt à réduire ou arrêter leur production pendant les périodes de prix très élevé d'électricité, aussi longtemps que leur facteur de charge reste assez élevé pour assurer un bon amortissement du capital. Cependant les périodes de prix très élevés de l'électricité ne dépassent pas environ 15% du temps. Le reste de l'année, le prix de gros est inférieur au coût de la production marginale Gaz qui est à peu près constant puisque le gaz est stockable. Par conservatisme, nous retenons que la contrainte Prix peut limiter l'utilisation des électrolyseurs à 75% du temps, une partie de cette réduction d'utilisation étant compensée par un contrat d'effacement avec le fournisseur. Mais une limitation à une utilisation seulement 60% du temps comme le considère implicitement la stratégie Hydrogène n'est pas justifiable.