

Rôle et place de l'hydrogène comme vecteur énergétique de substitution *

I. Introduction générale

Pendant des siècles, les combustibles fossiles, créés à partir de l'énergie solaire pendant plusieurs millions d'années, ont constitué la principale source d'énergie pour la terre. L'emplacement des réserves de combustibles fossiles a joué et continue à jouer un rôle majeur dans le développement industriel et social des nations et des zones géographiques.

La mise au point relativement récente de la technologie nucléaire fournit au monde de nouvelles sources d'énergie dont les matières premières sont largement dispersées à travers le monde. A l'origine, l'énergie nucléaire est convertie en électricité, mais l'un des traits caractéristiques de la technologie nucléaire courante est que de telles centrales nucléaires fonctionnent le plus utilement comme génératrice d'électricité de base. Ce qui revient à dire que les centrales nucléaires n'ont pas suffisamment de souplesse pour réagir aux variations substantielles entre l'offre et la demande.

L'hydrogène deviendrait ainsi le principal médiateur énergétique entre l'énergie nucléaire nouvellement domptée et la société humaine, supprimant ainsi la plupart des problèmes d'approvisionnement à long terme, politique ou écologique, en liaison avec l'utilisation des combustibles fossiles.

II. Les besoins en énergie et les sources d'énergie primaire

II. 1. Introduction

La figure 1 donne la consommation énergétique des différents secteurs d'une société moderne. Le chiffre par habitant varie de beaucoup d'un pays à l'autre et il semble y avoir un rapport très étroit entre la consommation énergétique et le p.n.b. Ceci est tout naturel étant donné qu'aucune activité humaine, plus particulièrement aucune production, ne peut se faire sans l'utilisation d'énergie. Toutefois, les chiffres ne doivent pas être pris trop à la lettre, car les produits et services échangés entre les différents pays, tels que métaux, produits chimiques, fret maritime, etc., demandent ou contiennent de l'énergie. Par exemple, lorsque l'on exporte une tonne d'aluminium de Norvège, l'énergie requise entre dans la consommation par habitant en Norvège alors, qu'en fait, elle est consommée par ceux qui utilisent le métal.

En parlant de corrélation historique entre le développement économique et la consommation énergétique, il faudrait également tenir compte d'un autre fait. Pendant le siècle écoulé, l'énergie sous forme de charbon, eau, pétrole et gaz est devenue meilleure marché. Une part plus faible de l'énergie nécessaire à l'activité

* Rapport final présenté par la Commission de travail sur « L'hydrogène à partir de l'eau » de la Fédération Européenne du Génie Chimique. Président de la Commission : F.J. Pienard (Direction des recherches et applications de la Société L'air liquide).

Sur ce sujet, se reporter à l'information : « L'énergie et les mutations dans l'industrie chimique » parue dans la partie Fédération Européenne du Génie Chimique de la rubrique Société de Chimie Industrielle du numéro d'avril, p. 103.

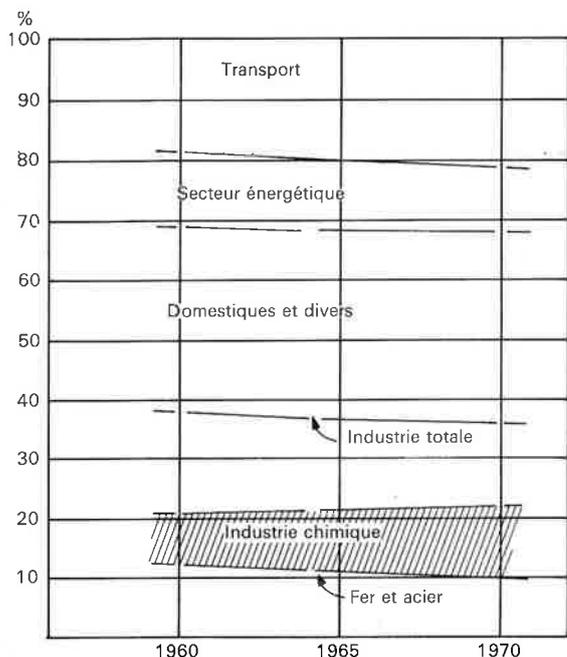


Figure 1. Consommation d'énergie par secteurs dans le pays de l'O.C.D.E. (Source : statistiques de l'O.C.D.E.).

globale humaine est entrée dans l'exploitation des ressources de la terre. En conséquence, notre consommation énergétique va en augmentant.

II. 2. Les chiffres de croissance énergétique

Lors des prévisions en demandes futures, nous nous basons habituellement sur la consommation actuelle et sur le rythme de croissance qui, pour l'énergie, a été de 5 à 7 % l'an pendant ces dernières décennies. A long terme, toutefois, aucune croissance sectorielle ne peut être supérieure à la croissance du p.n.b. Les prévisions de 1970 de l'O.N.U. tenaient compte d'un chiffre de croissance énergétique de 5,3 % l'an. Tous ces chiffres sont à revoir. La figure 2, extrait de la publication de l'O.C.D.E. « Perspectives énergétiques jusqu'en 1985, une évaluation de l'évolution énergétique à long terme et de sa politique », illustre la comparaison entre la consommation énergétique passée de l'O.C.D.E. et trois variantes prévues pour les années 1960-1985 et basées sur différents prix du pétrole. Pendant ces deux dernières années, la crois-

sance de la consommation énergétique s'est arrêtée. Il n'y a pratiquement pas eu de croissance de 1973 à 1975. La raison majeure en est, naturellement, la dépression économique, mais il ne faut pas oublier non plus qu'il reste encore des moyens à nos sociétés pour s'adapter au nouveau régime des prix.

II. 3. Le rapport offre et demande

La distinction se fait habituellement entre offre et demande. Toutefois, ces deux notions sont intimement liées et il est impossible de parler de l'une sans l'autre. Nous consommons tout ce qui est disponible et essayons de rendre disponible tout ce que nous pouvons suivant les besoins et ressources d'autres secteurs. Mis à part les besoins du corps humain en calories, vitamines et sels minéraux, il n'y a rien de tel que la demande effective. Ceci s'applique à toutes sortes de biens et services et, plus particulièrement, au secteur énergétique.

Toutefois, on devrait analyser nos besoins énergétiques exacts et le genre d'énergie qui couvriraient le mieux notre demande.

Fondamentalement, nous usons de l'énergie sous les formes suivantes :

- mécanique,
- électrique (y compris magnétique et électromagnétique),
- chimique,
- thermique,
- nucléaire.

Chacune de ces formes d'énergie peut être transformée en une autre, réversible dans certains cas (mécanique en électrique) et irréversible dans d'autres (nucléaire en thermique). Toutes ces conversions entraînent des pertes qui finissent en production de chaleur.

Nous avons besoin de l'énergie :

- pour nous mouvoir (énergie mécanique),
- pour nous maintenir nous et notre environnement à une température adéquate (énergie thermique),
- pour bâtir nos corps (énergie chimique),
- pour former et fabriquer nos outils et objets (énergie mécanique, énergie électrique, énergie thermique),
- pour créer de la lumière artificielle (énergie thermique, énergie électrique, énergie chimique),
- pour communiquer (énergie électrique, énergie lumineuse, énergie acoustique, énergie mécanique).

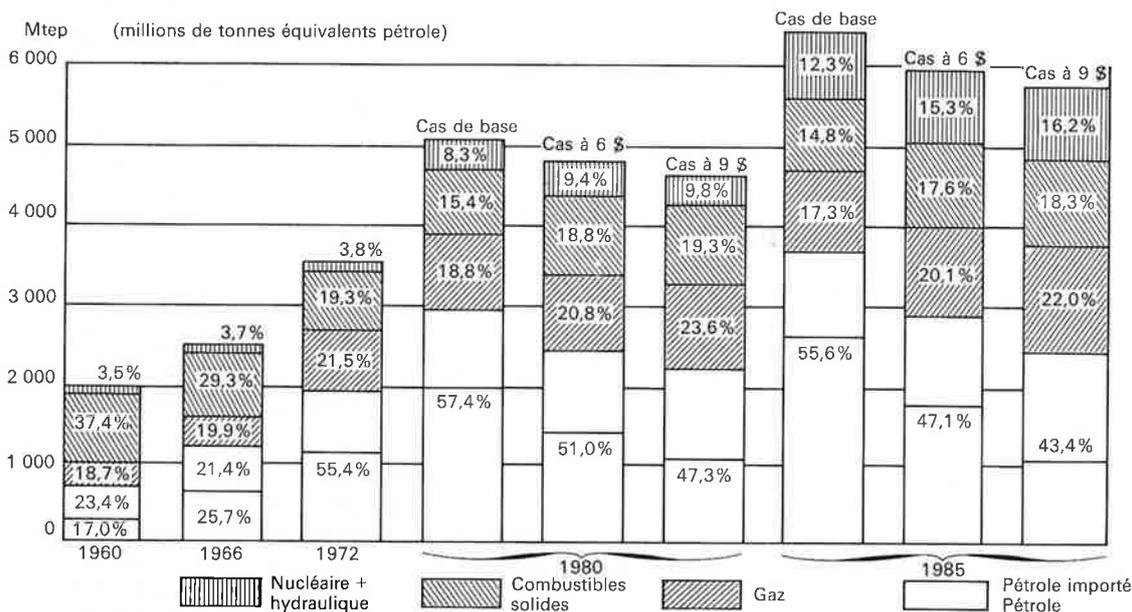


Figure 2. Besoins énergétiques de l'O.C.D.E., passés et futurs.

Certaines activités demandent différentes formes d'énergie. Ainsi la fabrication d'objets métalliques demande de l'énergie chimique pour la réduction du minerai, de la chaleur pour la fonte et du travail mécanique pour le laminage, le forgeage et autres mécanismes.

Nous sommes capables de fournir toutes les formes d'énergie requises à partir d'une seule source, à savoir l'électricité, et de couvrir plusieurs besoins par une seule opération, en utilisant l'énergie engendrée par une activité pour une autre.

L'énergie chimique que nous absorbons en mangeant maintient simultanément notre température, nous fait bouger, et bâtit nos corps. Un combustible qui se consume peut en même temps fournir de l'électricité et de la chaleur dans une centrale à contre pression. Pour obtenir le meilleur résultat possible, les fonctions offre et demande, avec leurs caractéristiques, devraient se compléter.

II. 4. Réserves énergétiques

Les principales sources énergétiques sont le charbon, le pétrole, le gaz, l'eau, le bois ainsi que l'énergie nucléaire. La figure 3 fait apparaître le changement intervenu au cours des 150 dernières années dans l'importance relative des différentes sources ainsi que les prévisions de changement dans le futur.

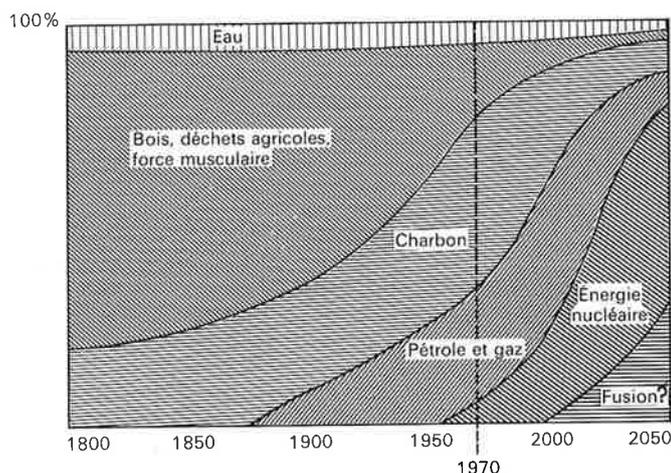


Figure 3. Le monde. Structure énergétique - besoins énergétiques (prévisions O.N.U.).

Actuellement, le pétrole est la source et le support énergétique le plus important. En additionnant les réserves des pays de l'OPEP, nous arrivons aux 2/3 du total mondial actuellement connu. En outre, les réserves prouvées diminuent tandis que décroît le rapport réserve à production.

Les combustibles solides tels que le charbon, la lignite, la tourbe qui, il y a vingt ans à peine, formaient le gros des sources énergétiques mondiales, entrent de nos jours pour moins de 30 % dans le total. Les réserves totales pourraient couvrir nos besoins énergétiques actuels pendant 1 000 ans, et certains experts pensent que le charbon retrouvera une bonne part de son importance. On pourrait également penser que les combustibles liquides et gazeux plus pratiques restent disponibles suffisamment longtemps pour mettre au point des sources alternatives.

Dans le cas de la puissance hydraulique, il s'agit d'une source éternelle. La demande mondiale théorique totale potentielle s'élève à 80 000 TWh, ce qui, en terme calorifique, équivaut au total de la consommation énergétique mondiale actuelle. Ce chiffre est à multiplier par trois si on calcule en terme d'électricité. Toutefois, une faible fraction peut en être utilisée économiquement.

Les dépôts d'uranium relevés sont deux fois supérieurs aux réserves de pétrole prouvées en les utilisant dans un réacteur à eau légère, et cinquante à cent fois supérieurs dans un réacteur sursurrégénérateur. Le thorium, un autre combustible nucléaire éventuel, a un potentiel énergétique pratiquement identique à l'uranium.

Les sources inhabituelles telles que la radiation solaire, le vent, la marée, les vagues océaniques, les différences de température dans les couches océaniques, l'électricité en provenance de l'espace, la chaleur géothermique ainsi que l'utilisation de différentes sortes de rebuts ont fait l'objet d'études sérieuses ces dernières années. Le tableau 1 donne une estimation de leur potentiel.

Tableau 1. Ressources énergétiques potentielles à partir de sources non conventionnelles (source : «World Energy Conference 1974»).

	Energie totale en circulation	Estimation max. énergie retirée en l'an 2000
Radiations solaires	120 000	?
Bois	3	1,3
Déchets	2	0,6
Photosynthèse	8	0,1
Énergie hydraulique	3	1
Énergie du vent	1	0,1
Énergie des vagues	1	0,6
Énergie géothermique	0,6	0,06
Consommation actuelle		8

Même aujourd'hui, l'énergie solaire captée par notre planète est de 10 000 fois supérieure à la consommation annuelle. Quand nous apprendrons comment l'exploiter, nous n'aurons plus de soucis, que ce soit pour fournir toute l'énergie nécessaire aux activités humaines ou sur leurs effets sur l'environnement, le climat et l'équilibre de température de la terre. Il y a toutefois des problèmes énormes concernant l'utilisation et l'emmagasinage de cette sorte d'énergie pour les besoins en général. Dans ce contexte il faudrait néanmoins dire qu'il n'est pas absolument impossible que le processus photochimique qui nous permet de vivre, à savoir la photosynthèse, puisse être considérablement amélioré, voire imité.

Les autres sources inhabituelles mentionnées, dont la plupart sont dérivées de la radiation solaire, sont d'une exploitation difficile bien que pouvant être utilisées favorablement à certains endroits. En France, l'usine marémotrice de La Rance, qui comporte une installation de 250 MW, produit 0,5 TWh/an. D'un investissement très élevé, la centrale fonctionne de façon satisfaisante du point de vue technique.

L'énergie des vagues et l'énergie du vent sont également étudiées et pourraient être d'un intérêt non négligeable pour certaines régions.

L'énergie géothermique est utilisée dans différentes régions du globe. A Reykjavik, capitale de l'Islande, tous les bâtiments sont chauffés de cette manière. On estime le total d'énergie géothermique pouvant être utilisé en Islande à 30 TWh/an. On a installé plusieurs unités de 110 MW à Geyser en Californie et on trouve également des centrales géothermiques en Nouvelle-Zélande, au Japon, en U.R.S.S. ainsi qu'en d'autres endroits à travers le monde, mais la puissance totale installée est encore inférieure à 1 000 MW. En général, il faut forer jusqu'à 5 à 6 000 mètres de profondeur pour atteindre 150°C. Dans certains cas par contre, on arrive à 300°C à 1 000 mètres sous la surface. La chaleur qui, théoriquement, peut être extraite en abaissant la température de

1 km³ de roche solide de 300 à 200 °C équivaut à 6 millions de tonnes de pétrole. Pour capter toutefois cette chaleur, il faut une grande surface de contact dont la création artificielle est très chère. Nous ne considérons donc la chaleur géothermique comme économique que dans les endroits où la nature elle-même s'est évertuée à rendre son exploitation simple et bon marché.

L'utilisation des ordures ménagères peut être plus faisable, pas seulement pour son énergie bon marché mais parce qu'elle représente un problème qui doit être résolu.

II. 5. La conversion des sources énergétiques

Bien que la quantité d'énergie disponible soit importante, sa facilité d'extraction et de conversion en supports énergétiques pratiques doit être prise en considération.

Le tableau 2 donne un aperçu du rendement de la conversion de l'énergie primaire en différents supports énergétiques.

La position particulière de l'hydrogène de ce point de vue sera examinée plus profondément dans les chapitres suivants de ce rapport.

Tableau 2. Rendement de conversion

Support Énergétique Source d'énergie primaire	Support			
	Méthane	Hydrogène	Électricité	Carburant automobile
Charbon	moyen	moyen	faible	moyen
Pétrole	élevé	élevé	faible	élevé
Gaz	élevé	élevé	faible	moyen
Nucléaire	—	moyen	faible	—
Géothermique	—	moyen	faible	—
Eau	—	moyen	élevé	—
Solaire	faible	faible	faible	faible
Vent	faible	faible	moyen	faible
Marée	faible	faible	moyen	faible
Différence de température dans les océans	faible	faible	faible	faible

III. Les différents procédés de production d'hydrogène

III. 1. Introduction

Actuellement, l'hydrogène est principalement utilisé dans l'industrie chimique et le raffinage de pétrole. Il doit donc être considéré

comme produit chimique intermédiaire et est généralement produit à partir de sources de combustibles fossiles.

Le tableau 3 donne, en millions de tonnes, la consommation mon-

Tableau 3. Consommation mondiale d'hydrogène en 1970 (millions de tonnes)

Procédé	Europe de l'Ouest %		Amérique du Nord %		Autres pays monde libre %		Pays du monde communiste %		Total monde %	
	<i>Produits chimiques</i>									
Ammoniac	2,2	56	2,6	37	1,7	58	2,9	78	9,4	54
Méthanol	0,4	11	0,5	7	0,3	10	0,2	5	1,4	8
Autres	0,2	5	0,6	9	0,2	7	0,1	3	1,1	6
<i>Raffinerie</i>										
Désulfuration	0,5	14	1,6	23	0,5	17	0,2	6	2,8	16
Hydrocraquage	0,06	2	1,3	18	0,04	1	0,03	1	1,5	9
Hydrogène en excès comme combustible	0,3	8	0,2	3	0,02	7	0,2	5	0,9	5
Divers	0,06	2	0,2	3	0,04	1	0,03	1	0,3	2
Total	3,7		7,0		3,0		3,7		17,4	

Tableau 4. Consommation d'hydrogène par pays (C.E.E., 1973)

Pays	Consommation totale d'hydrogène en milliers de t	Proportion d'hydrogène consommée									
		en utilisation primaire %					en produits finis %				
		Ammoniac	Méthanol	Chimiques autres	Divers	Raffinerie	Engrais	Plastiques	Textiles	Divers	Raffinerie
Royaume-Uni	540	48	13	8	2	29	49	6	6	10	29
R.F.A.	860	50	17	13	2	18	44	14	13	10	18
France	660	62	5	6	2	25	56	6	3	10	25
Pays-Bas	600	73	3	5	2	17	67	4	2	10	17
Belg. et Lux.	180	66	1	9	2	22	65	3	2	10	22
Italie	535	56	7	3	2	32	48	6	4	10	32
Danemark	15	23	—	—	2	75	23	—	—	2	75
Irlande	12	58	—	—	2	40	58	—	—	2	40
Total C.E.E.	3 402	59	9	7	2	23	55	8	4	10	23

diale d'hydrogène pour l'année 1970. Ces chiffres n'ont que peu changé ces dernières années.

Le tableau 4 donne une analyse plus affinée de la consommation d'hydrogène dans les pays de la Communauté Européenne en 1973. Les chiffres du tableau donnent, d'une part, la répartition de la consommation d'hydrogène en utilisation primaire et, d'autre part, en produits finis. Ils ne peuvent pas être rapprochés directement du fait du commerce extérieur en produits primaires. Ainsi, si un pays importe de l'ammoniac pour la fabrication d'engrais, la part des fertilisants dans les chiffres pour l'hydrogène en produit fini sera plus importante que celle de l'ammoniac en utilisation primaire.

Nous donnons, ci-après, les principaux chiffres pour la C.E.E. : consommation d'hydrogène par produit fini :

● engrais azotés	55 %
● utilisation en raffinerie	23 %
● matières plastiques	8 %
● textile	4 %
● divers	10 %

Les chiffres pour l'Europe Occidentale sont très similaires.

Pour ce qui est de la production d'hydrogène, le tableau 5 donne les sources utilisées en Europe. Les proportions des différentes matières premières varient d'une région à l'autre. Ainsi les régions proches de sources de gaz naturel ont tendance à donner l'avantage à cette matière. Dans le futur, du fait des variations dans la structure générale du marché énergétique, la situation des procédés de production d'hydrogène va probablement changer. Le coût des hydrocarbures augmente et on est sûr de l'amenuisement des réserves. Il est généralement admis que le charbon reprendra son importance et que le rôle de l'énergie nucléaire augmentera. Le potentiel complet de l'énergie hydraulique bon marché ne peut être utilisé, du fait de la nécessité de disposer d'un support énergétique pour les longues distances entre la production et l'utilisateur final.

Tableau 5. Matières premières pour la production d'hydrogène en Europe

Source	Global %	Synthèse de l'ammoniac %
Gaz naturel	60	71
Naphta	26	} 26
Fuel lourd	5	
Coke/charbon	9	
Electrolytique	nég.	3
Total	100	100

Les variations probables qui interviendront dans la fourniture des différentes sources énergétiques primaires à moyen et long terme auront certainement une influence sur les méthodes de production d'hydrogène actuellement basées principalement sur les hydrocarbures. Pour toutes ces raisons, on porte une attention particulière à toutes les méthodes qui pourraient s'avérer utiles à court, moyen et long terme. Une liste, comportant de brefs résumés, des méthodes classiques ou inhabituelles suit. Principalement l'hydrogène est produit à partir d'eau et une autre matière première ou à partir d'une source énergétique. Pour ce deuxième cas, on peut se baser sur la subdivision suivante :

- Hydrogène à partir d'hydrocarbures
- Hydrogène à partir de charbon
- Hydrogène à partir d'électricité
- Hydrogène à partir de chaleur très élevée

Dans les cas où d'autres gaz sont nécessaires, on ne peut appliquer que quelques unes de ces méthodes (par exemple $H_2 + CO$; $H_2 + CH_4$).

Cette liste ne comprend pas les sources de production d'hydrogène sous-produit. La principale source d'hydrogène sous-produit est la fabrication de chlore par électrolyse ; une autre en est le «gaz de raffinerie» des installations de réformation et de craquage.

III. 2. Hydrogène à partir d'hydrocarbures

Actuellement les procédés comprennent :

● la production d'hydrogène à partir de gaz naturel et de fractions d'huile légère

Ce processus est basé sur un procédé de réformation à la vapeur par lequel les hydrocarbures gazeux et modérément volatils réagissent avec la vapeur par catalyse à environ 800°C pour produire de l'oxyde de carbone, de l'hydrogène et du gaz carbonique. Ces produits de réaction sont traités de façon différente suivant l'utilisation finale et le degré de pureté requis. La chaleur de traitement est fournie par une source complémentaire et, dans le cas du gaz naturel, les quantités de méthane utilisées pour chauffer et pour la conversion en hydrogène sont identiques. La tendance à utiliser des hydrocarbures légers et la réformation à la vapeur est due au prix relativement faible des matières premières et à la consommation énergétique intéressante par unité de produit, liés à un investissement plus faible.

● la production d'hydrogène à partir de fractions d'huile lourde.

Ce procédé est connu sous la dénomination d'oxydation limitée et fait appel à des fractions d'huile plus lourde tels que le mazout et les huiles résiduelles. Il y a quantité de variantes (principalement de pression). Le principe de base en est la réaction de l'oxygène avec l'hydrocarbure à haute température pour produire de l'hydrogène et de l'oxyde de carbone qui, à leur tour, sont traités suivant leur utilisation finale.

III. 3. Hydrogène à partir du charbon

La méthode, connue comme gazéification du charbon, est la réduction de vapeur à l'aide de charbon. Les températures utilisées sont au-dessus de 700°C et le procédé demande des fortes quantités de chaleur. Le gaz brut contient des quantités variables de H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , NH_3 et H_2S suivant la température, la pression et la qualité du charbon. La production d'hydrogène pur nécessite des unités de séparation. La réduction de la vapeur à l'aide de charbon peut être effectuée en lit solide, en lit fluidisé ou en phase entraînée ; la chaleur nécessaire peut être fournie, soit directement par adjonction d'oxygène ou de chaleur ou, indirectement, par un échangeur thermique.

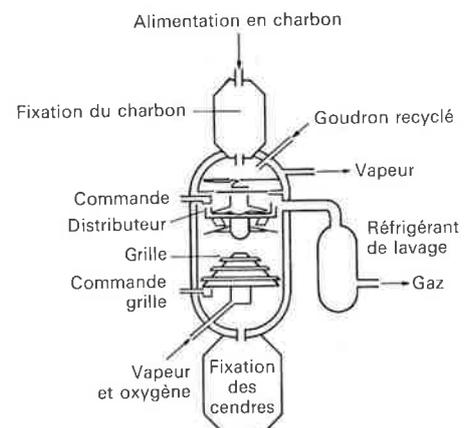


Figure 4. Procédé Lurgi de gazéification sous pression.

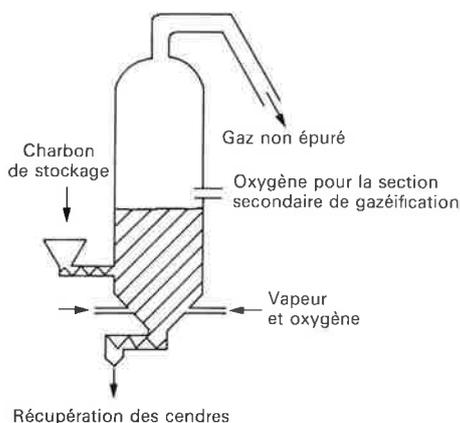


Figure 5. Procédé Winkler.

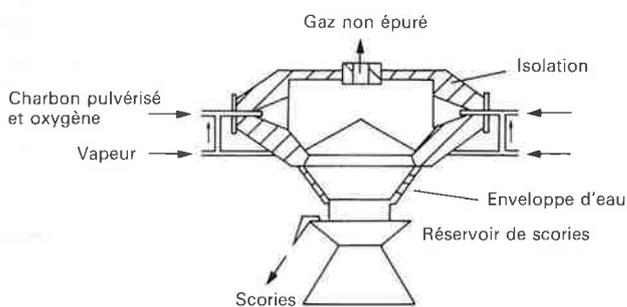


Figure 6. Procédé Koppers-Totzek.

Les principaux procédés commercialisés sont les suivants :

- le procédé de gazéification sous pression de Lurgi,
- le procédé Winkler,
- le procédé Koppers-Totzek,
- le procédé Synthane,
- le procédé Rummel-Otto-one-shaft,
- le procédé d'acceptation de CO₂,
- le procédé Pintsch-Hillebrand,
- le procédé Hygas de I.G.T...

Les procédés d'un intérêt industriel sont : le procédé sous pression de Lurgi, le procédé Winkler et le procédé Koppers-Totzek. Les schémas respectifs sont donnés par les figures 4, 5 et 6. Le choix entre ces trois procédés dépend également du type de charbon et du caractère des cendres produites.

Dans les procédés de gazéification autothermiques, seule une partie du charbon peut être convertie en gaz. Une importante partie est brûlée pour fournir la chaleur nécessaire à la réaction fortement endothermique dans le gazéificateur. Pour cela, le générateur de gaz peut être alimenté, en même temps qu'en vapeur, en oxygène pur ou en air. En outre, la vapeur de traitement et l'élec-

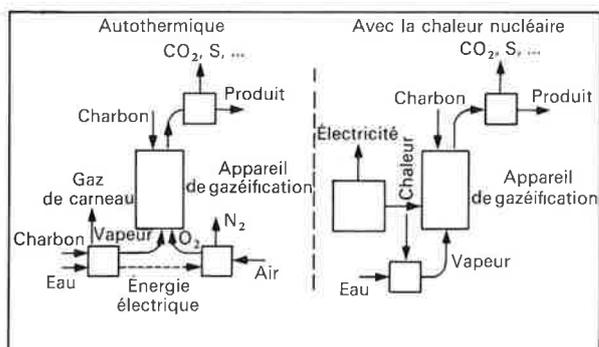


Figure 7. Procédés de gazéification du charbon.

tricité doivent être produites par la combustion du charbon dans une centrale séparée, résultant en l'émission bien connue de chaudières chauffées au charbon. Ainsi, le charbon doit être considéré à la fois comme matière première pour le gaz et comme source d'énergie requise.

S'il est possible de substituer la chaleur en provenance de réacteurs nucléaires au charbon, en temps que source calorifique, le charbon peut être entièrement converti en gaz.

La figure 7 fait apparaître les schémas des deux types de procédés.

L'utilisation de l'énergie nucléaire pour la gazéification du charbon offre des améliorations dans la conversion du charbon en hydrogène :

- une économie d'environ 50 % du charbon de base,
- moins d'émissions de CO₂ et pas d'émission de SO₂ et NO_x,
- du fait d'une moindre dépendance, les frais de production de gaz sont plus faibles dans les pays où le prix du charbon est élevé.

La figure 8 donne un schéma de principe simplifié d'une installation de production d'hydrogène par gazéification du charbon à la vapeur qui utilise la chaleur nucléaire (Bergbau-Forschung, Allemagne).

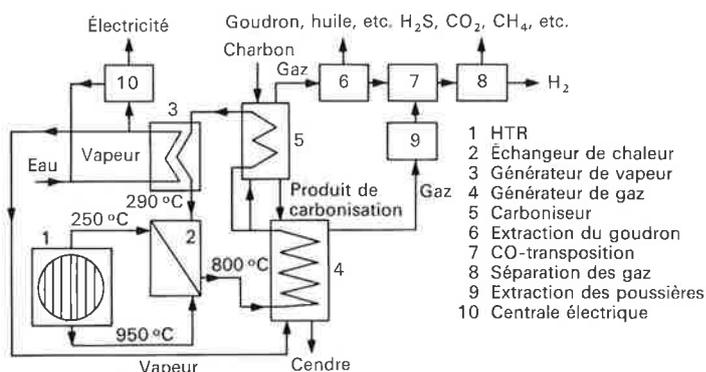


Figure 8. Production d'hydrogène par gazéification à la vapeur du charbon, en utilisant la chaleur nucléaire.

Ci-après les caractéristiques d'exploitation d'une installation de production d'hydrogène :

Réacteur à haute température : 300 MW, 950 °C
Anthracite 37 % de matières volatiles (d.a.f.)

Chaleur requise pour :

- la gazéification y compris la production de vapeur 917 MWth
- la production d'électricité 2 491 MWth
- les produits de charbon gazéifié 2,0 Mt/a
- la production énergétique 740 MWe
- l'hydrogène 5.10⁹ m³/a

Dans une comparaison économique du prix de l'hydrogène par gazéification classique et nucléaire, faite par K.H. Heek, la méthode nucléaire fait apparaître une réduction du coût du gaz de l'ordre de 25 %. Le prix tient compte de l'énergie électrique produite qui, à 3 Dpf/kWh et le charbon à 15-20 DM, donne du gaz à 25-30 DM/Gcal pour le nucléaire contre 35-40 DM/Gcal en procédé classique.

III. 4. L'hydrogène à partir de l'électricité

Pour la production de l'hydrogène, la décomposition de l'eau peut se faire par voie électrolytique, en se servant de l'électricité.

Dans le cas de l'électrolyse, il s'agit d'une technologie bien établie. Plusieurs fabricants proposent des cellules électrolytiques et un grand nombre d'installations d'électrolyse sont en exploitation.

Toutefois, ce procédé n'est pas encore compétitif par rapport à l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles et ce, du fait du coût élevé de l'électricité consommée. Pour ces raisons, on ne trouve les électrolyseurs du commerce que dans les zones où l'énergie électrique est très bon marché.

Les électrolyseurs actuels sont des installations conçues pour l'électrolyse à l'eau en solution aqueuse. L'électrolyte est du KOH aqueux, la température de fonctionnement se situe entre 60 et 80 °C, la densité du courant varie entre 50 et 350 mA/cm², le rendement est de l'ordre de 60 à 75 % et la tension de 1,8 à 2,2 V. La durée de vie d'une telle installation dépasse 20 ans et les frais d'investissement sont de l'ordre de 250 à 300 \$/kW consommé. Les plus grandes installations produisent de 800 à 1 000 m³ heure d'hydrogène.

En tant que méthode de production d'hydrogène en concurrence avec celles qui utilisent les combustibles fossiles, il est intéressant d'étudier l'électrolyse à l'eau consommant de l'électricité nucléaire, car, dans ce cas, seules les matières fissiles et l'eau sont considérées comme matières premières. Il faut noter que, pour des raisons économiques, la centrale nucléaire doit être importante, de l'ordre de 1 000 MWe ou plus, et que les installations électrolytiques, partant des unités actuelles, relativement modestes, devront être adaptées à ces tailles.

C'est l'une des voies tracées pour la recherche et le développement de l'électrolyse à l'eau actuelle, conjointement avec des études sur une amélioration des performances, qui peut être obtenue avec des cellules plus élaborées comme par exemple :

- les cellules alcalines à haute température, fonctionnant à environ 150 °C,
- les cellules à polymère solide (SPE mises au point par General Electric).

Pour ces deux systèmes, les buts à atteindre dans les 5 à 10 ans à venir semblent être :

- un accroissement du rendement jusqu'à 90 % (tension de la cellule 1,5 à 1,6 volt),
- une diminution des frais d'investissement,
- l'étude et le développement de cellules pour installation de grande taille.

III. 5. La production thermochimique d'hydrogène

L'hydrogène peut être produit à partir d'eau par des procédés thermochimiques utilisant, plutôt que l'énergie électrique, la chaleur puisée directement dans un réacteur nucléaire à haute température (ou toute autre source de chaleur élevée). On peut également prendre en considération le concept analogue, à savoir le procédé électrolytique à vapeur d'eau à haute température, qui consomme davantage de chaleur que d'électricité.

Du fait des limites de température des réacteurs nucléaires (1 000 °C) et de la technologie des matières, la dissociation simple et directe de l'eau ne peut être obtenue. On peut déterminer une séquence de réaction chimique, au cours de laquelle il y a production d'hydrogène et d'oxygène, consommation d'eau ainsi que régénération et recyclage de tous les autres composés. Le système est le même que la décomposition électrolytique de l'eau : système thermodynamique dans lequel on introduit de la chaleur et de l'eau et on récupère de l'H₂ et O₂.

Le rendement potentiel élevé de cette méthode est une incitation à la recherche et à la mise au point de procédés thermochimiques. Des chercheurs ont proposé quantités de séquences chimiques, et dans certains cas, des essais partiels de réaction en laboratoire ont été faits. On a ainsi scientifiquement prouvé la faisabilité, mais sans qu'une installation de dimension industrielle ait été installée.

Il faut mentionner ici que, dans certains cas (dans les cycles hybrides), l'une des réactions obtenues est une réaction chimico-électrolytique.

Plusieurs chercheurs ont appliqué des paramètres thermodynamiques et techniques dans leurs estimations de rendement des cycles thermochimiques. On arrivera ainsi à des éventails de valeurs très larges, allant de 15-20 % à 50-60 %. Ces analyses montrent la possibilité de trouver des procédés réalisables d'un rendement thermique pratique global de l'ordre de 40 %.

Des évaluations économiques préalables ont été faites du coût de l'hydrogène produit par ces procédés thermochimiques en association avec des réacteurs nucléaires à haute température. On a également procédé à des calculs, soit sur la base de formules approximatives, soit après analyse détaillée de cycles bien spécifiques. Les résultats semblent indiquer que la majeure partie du coût et, partant, le point critique concerneront les frais d'investissement. Ceci est à l'évidence dû à l'existence de plusieurs réactions chimiques et opérations intermédiaires faisant appel à des composés chimiques corrosifs. En l'absence de conditions bien définies pour les procédés proposés, les résultats des estimations couvrent un éventail très large, mais le coût final est néanmoins considéré comme compétitif par rapport à l'extrapolation du coût de l'hydrogène électrolytique.

Les estimations technico-économiques préalables donnent une orientation aux travaux de recherche et de développement, en apportant la preuve de la nécessité de disposer de procédés basés sur un maximum de trois ou quatre réactions et exempts de problèmes particuliers dans les unités de séparation.

Ces perspectives poussent à la recherche dans ce domaine. On rencontrera des problèmes notables dans la manipulation de matières fortement corrosives aux températures élevées et dans le domaine du génie chimique. Cet aspect particulier pourrait aboutir à des résultats très intéressants dans le développement de la technologie pour de nouveaux réacteurs chimiques de grande taille et des échangeurs thermiques spéciaux.

Pour ce qui est de la source calorifique, les procédés thermochimiques actuellement à l'étude sont prévus pour couplage avec un réacteur à haute température, réfrigéré à l'hélium jusqu'à 1 000 °C. D'autres sources calorifiques sont également possibles particulièrement des concentrateurs d'énergie solaire. Dans le cas des fours solaires, les caractéristiques des procédés thermochimiques vont sans doute différer de ceux appliqués avec un réacteur nucléaire et leur optimisation aboutira à des résultats différents.

Outre les cycles chimiques qui ne consomment que de la chaleur ou de la chaleur et de l'électricité, d'autres cycles sont proposés, dans lesquels une partie de l'énergie nécessaire à la décomposition de l'eau est fournie par des moyens autres, tels que la lumière en utilisant des réactions photolytiques.

III. 6. Conclusions

Il existe une grande variété de procédés de production d'hydrogène. Dans certains cas, d'autres gaz sont également produits. Le meilleur procédé ne pourra être déterminé lorsqu'on aura défini l'usage final auquel l'hydrogène est destiné.

Cette section peut donc être résumée comme suit :

- Actuellement, la plus grande partie de l'hydrogène est produite à partir de gaz naturel et d'hydrocarbures.
- A moyen ou long terme, d'autres méthodes de production à grande échelle seront nécessaires.
- La production d'hydrogène faisant appel à la réaction du charbon avec la vapeur, pourrait constituer une autre méthode, du moins à moyen terme, car la technologie correspondante existe déjà.

d. A long terme, la production d'hydrogène pourrait nécessiter une autre source énergétique, énergie nucléaire et/ou solaire, avec l'eau comme matière première.

e. La décomposition de l'eau par l'énergie nucléaire et/ou solaire peut être obtenue au moyen d'électrolyse ou de procédés thermo-chimiques.

f. Les procédés électrolytiques doivent être améliorés pour augmenter le rendement, abaisser les frais d'investissement et adapter la conception des installations aux unités de grande taille.

g. Les procédés thermo-chimiques doivent être développés pour aboutir à l'échelle industrielle, seul moyen de prouver leur faisabilité techno-économique.

IV. Stockage et transport de l'hydrogène

IV. 1. Stockage

IV. 1. 1. Stockage de l'hydrogène gazeux

Le stockage souterrain de quantités importantes d'hydrogène gazeux, de l'ordre de plusieurs milliers de millions de mètres cubes, peut se faire aux mêmes conditions que celui des gaz combustibles classiques, qu'il soit naturel ou manufacturé. Habituellement, on fait appel à deux types de stockage souterrain : premièrement, dans les cavités résultant des poches de dissolution des couches salines et, deuxièmement, dans des réservoirs aquifères.

On est capable de creuser des cavités allant de 100 000 à plusieurs centaines de milliers de mètres cubes dans les couches salines. Ces cavités peuvent être exploitées à des conditions de pression variables ou par équilibrage à l'eau salée qui remplit volumétriquement l'espace occupé par le gaz pressurisé dans la cavité (figure 9).

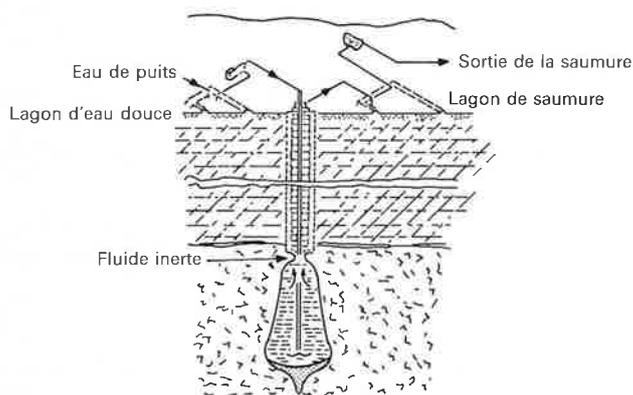


Figure 9. Formation de réservoirs en dômes de sel.

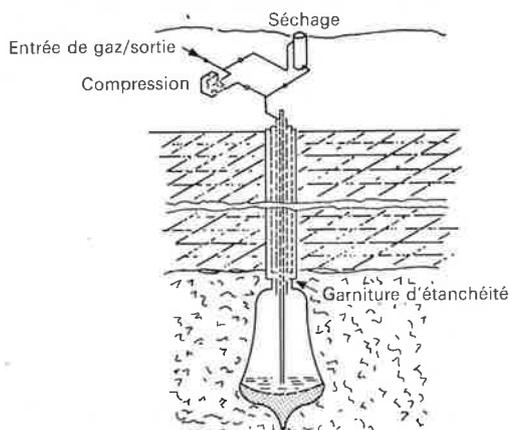


Figure 9 bis. Utilisation des réservoirs en dômes de sel.

Les réservoirs aquifères comportent des anticlinaux composés d'une couche poreuse imprégnée d'eau et recouverts d'une roche compacte et imperméable au gaz ; le gaz est injecté par des trous

de forage et s'accumule dans la partie supérieure de l'anticlinal (figure 10).

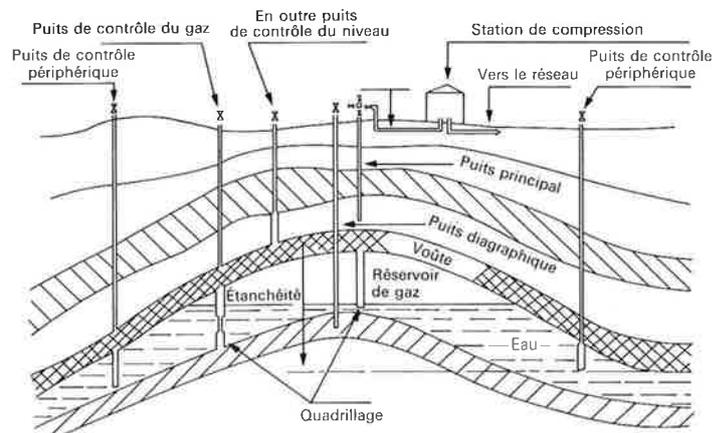


Figure 10. Coupe transversale d'un réservoir souterrain.

On sait maintenant que l'étanchéité de ces deux types de réservoir convient pour le gaz naturel. L'étanchéité au gaz du sel ou des roches compactes, en général des couches argileuses qui couvrent les réservoirs aquifères, est bonne pour l'hydrogène aussi bien que pour le méthane puisque l'hydrogène a, en gros, la même inertie physique et chimique. Le Gaz de France exploite depuis plus de 15 ans le réservoir aquifère de Beynes en y stockant du gaz manufacturé qui contient plus de 50 % d'hydrogène. La faible épaisseur de la couche de glaise (6 mètres) et le côté prototype de ce réservoir ont rendu nécessaire de munir le réservoir aquifère superposé d'un dispositif de rétention d'eau particulièrement sûr, dispositif subissant une pression inférieure à celle du réservoir. Il a été prouvé qu'il n'y avait ni fuite de gaz à travers la couche de glaise, ni tendance aucune de l'hydrogène de diffuser plus facilement que le méthane.

Un important réservoir souterrain d'hélium est en service aux Etats-Unis depuis 1973 sans aucun problème.

S'il est stocké dans une couche aquifère et poreuse, l'hydrogène ne contient pas de composants nécessitant un traitement après soutirage.

Du point de vue économique, le stockage souterrain d'hydrogène diffère de celui du méthane. La valeur calorifique par volume d'hydrogène est trois fois inférieure à celle du méthane. Comme un réservoir donné permet le même volume de stockage d'hydrogène ou de gaz naturel, la capacité d'énergie ne sera que d'un tiers.

D'autre part, le taux de soutirage de tels réservoirs sera supérieur pour l'hydrogène du fait de ses densités et viscosités plus faibles. Egalement, le coût du matelas gazeux (la fraction volumique du gaz stocké nécessaire au fonctionnement normal du stockage) sera plus faible.

Les accessoires pour ces réservoirs sont les mêmes pour l'hydrogène et pour le méthane. Par contre, les stations de compression devront être adaptées à l'hydrogène.

Le tableau ci-dessous donne quelques réalisations françaises dans le domaine du stockage souterrain ainsi que la capacité utile nette de chacun (figure 11).

Tableau 6. Le stockage souterrain en France

	Site		Capacité (en millions de m ³)
Aquifères	Beynes supérieur		150
	Chemery		1 300
	Lussagnet		300
	Saint-Illiers		500
	Velaine Cerville		500
Cavités dans les couches salines	Tersanne	2 «bouteilles»	30
	(en cours d'achèvement)	12 «bouteilles»	300

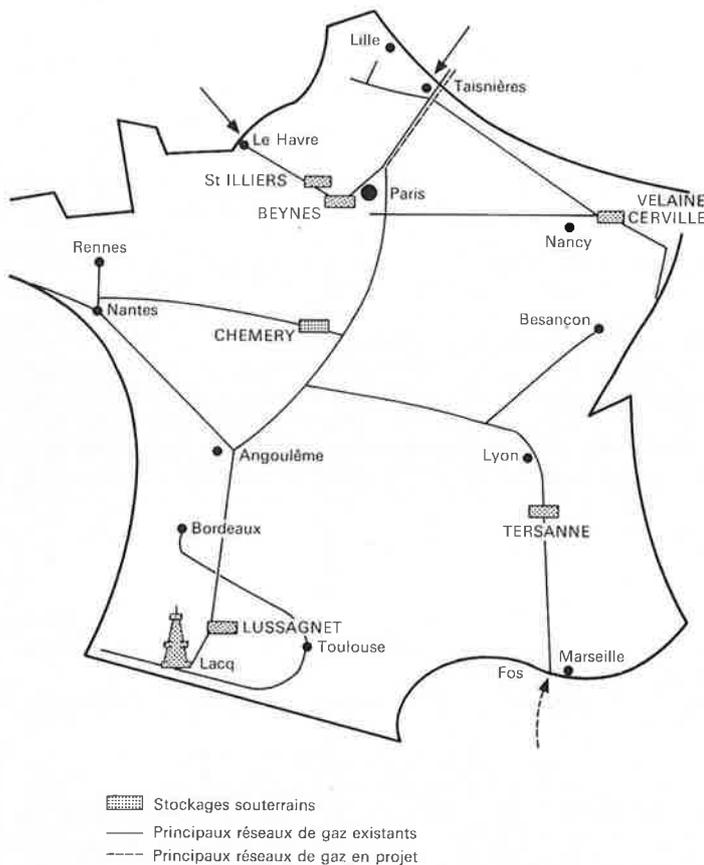


Figure 11. Stockage souterrain en France.

Actuellement, un grand nombre de structures aquifères ou à couches salines sont recensées en France. Quelques-unes sont en voie de finition (Beynes inférieur 200 millions de m³, Gournay sur Aronde 450 millions de m³, Étretz-Bresse 300 millions de m³). Lorsque la structure géologique ne répond pas aux exigences d'une telle méthode de stockage, des techniques moins classiques pourraient être appliquées (cavernes minières, stockage sous-marin). D'autres sont au stade d'études préalables (cavernes souterraines sous-marines creusées à l'aide d'explosifs nucléaires).

IV 1. 2. Stockage de l'hydrogène liquide.

Malgré quelques difficultés techniques, le stockage de l'hydrogène liquide est industriellement possible.

En général, les réservoirs utilisés sont du type sphérique à double paroi dont l'intérieur, exécuté en acier ou aluminium cryogénique, contient le liquide. L'espace entre le récipient intérieur et l'enveloppement, également en acier ou en aluminium, est sous vide. En plus, cet espace peut être rempli de perlite ou comporter des couches de superisolant, le tout contenu dans une enveloppe en acier. Les pertes d'hydrogène dues à l'évaporation se situent entre 1 et 2 % par jour dans un réservoir de 150 à 1 000 litres de capacité.

De tels réservoirs ont déjà été construits aux Etats-Unis pour des voitures. Pour les avions, d'autres types d'isolation pourraient permettre la construction de réservoirs de forme appropriée.

Le stockage du gaz sous forme liquide a été mis au point pour les programmes de navigation spatiale. Les réservoirs sphériques, isolés sous vide, construit pour le Centre Spatial Kennedy de la NASA ont des capacités jusqu'à 3 400 m³ de liquide et leurs pertes quotidiennes dues à l'évaporation sont maintenues à la valeur très faible de 0,05 % de la capacité. On pense actuellement que la capacité unitaire de tels réservoirs est limitée à quelques 11 500 m³ de liquide, ce qui équivaut à un peu moins d'un million de m³ à l'état gazeux.

IV. 1. 3. Stockage de l'hydrogène en hydrure.

Les hydrures métalliques sont des composés chimiques solides formés entre l'hydrogène et un métal. Certains métaux et alliages conviennent à la fixation de l'hydrogène, de façon réversible, par la formation de ce type de composé. La fixation ou le dégagement de l'hydrogène s'opère par variation de la température et de la pression. En pratique, la formation d'hydrure étant exothermique l'hydrogène pressurisé est introduit dans un récipient rempli d'un métal approprié et la chaleur, produite par réaction de l'hydrogène sur le métal, est éliminée par un système de refroidissement. Ce système absorbe l'hydrogène jusqu'à une pression d'équilibre qui dépend de la température et de la nature du métal. Dans le processus inverse, l'hydrogène est dégagé, soit par réduction de la pression gazeuse, soit par réchauffement de l'hydrure.

Plusieurs systèmes métalliques ont été examinés et testés :

- magnésium et ses alliages
- vanadium, niobium et leurs alliages
- fer, titane
- terres rares (lanthane, néodyme, etc...)

Les densités de stockage correspondantes sont les suivantes (tableau 7).

Tableau 7.

Hydrures	Masse d'hydrogène/masse d'hydrure (g / kg)
LaNi ₅ - 3 H ₂	13,6
Fe Ti - H ₂	18,9
V H ₂	37,8
Mg H ₂	77,0
Nb H ₂	26,3

Bien que le critère économique soit toujours plus important, le choix du procédé de stockage dépend également de l'utilisation de l'hydrogène. Par exemple, les paramètres tels la masse totale et l'encombrement du réservoir sont importants lorsque l'hydrogène doit être utilisé pour le transport. Pour ce qui est de la masse totale, il est intéressant de comparer les chiffres donnés ci-dessus pour les hydrures avec ceux résultant du stockage en bouteilles à 200 bar (20 gH₂/kg) et du stockage à l'état liquide (500 gH₂/kg). D'autre part, pour le même espace total occupé, il est possible de stocker 2 à 2,5 plus d'hydrogène que d'hydrure en phase liquide.

IV. 2. Transport

IV. 2. 1. Transport d'hydrogène gazeux.

Dans le monde entier, le gaz naturel est transporté sous pression (70 bar) à l'état gazeux par des conduits souterrains. Le gaz circule par la chute de pression entre l'entrée et la sortie du conduit principal. Sur de longues distances, il est nécessaire de prévoir des postes de compression tous les 200 kilomètres.

Bien entendu, le transport d'hydrogène gazeux implique les mêmes techniques et on a déjà acquis une expérience notable du fait des réalisations industrielles qui existent en Afrique du Sud, aux U.S.A. et en R.F.A. Le gazoduc allemand, avec des diamètres de conduits de 100 à 300 mm, et qui se trouve dans la région de Düsseldorf et d'Essen, a été installé par les Chemische Werke Huls sur une distance dépassant 200 km. Il est en service depuis 1940.

La conception des installations de transmission est la même pour l'hydrogène et pour le gaz naturel. Les valeurs des paramètres importants (diamètre, gamme de pression, intervalles des postes de compression), pour les conditions économiques les meilleures, doivent être légèrement modifiées du fait des caractéristiques physiques et chimiques de l'hydrogène gazeux. Comme la valeur calorifique de l'hydrogène est plus faible, un volume plus important de gaz doit être déplacé pour véhiculer la même quantité d'énergie. Par ailleurs, les gravités et viscosités spécifiques de l'hydrogène étant inférieures à celles du gaz naturel, les débits peuvent être augmentés. Pour ce qui est des matériaux, les nuances d'acier généralement utilisées pour la fabrication de tuyauterie à gaz conviennent pour l'hydrogène, à condition que ce dernier ne soit pas extrêmement pur. On sait que certaines impuretés peuvent être adjointes à l'hydrogène pour éviter une fragilisation intergranulaire, bien que ce problème doive être étudié plus profondément.

La transmission d'hydrogène en vrac coûterait, pour une même puissance thermique convoyée, quelque 50 % plus cher que celle du gaz naturel. Malgré ce coût plus élevé, l'hydrogène, comme d'autres combustibles liquides ou gazeux, convient mieux à une transmission énergétique économique de grande distance que l'électricité ou un fluide de transfert de chaleur. En plus, il faut se

rappeler que les canalisations souterraines sont particulièrement discrètes du point de vue de l'environnement.

IV. 2. 2. Le transport d'hydrogène liquide

Le gaz naturel peut être transporté sous forme liquide à -160°C . Les navires transporteurs de méthane ont été spécialement conçus et construits dans ce but. L'hydrogène peut également être transporté sous forme liquide.

IV. 2. 2. 1. Transmission par conduits

La transmission d'un gaz liquéfié par conduits offre plusieurs avantages, y compris l'utilisation de tuyaux de diamètre plus faible, une puissance de pompage moindre et des installations de stockage à chaque extrémité du réseau de canalisation.

Toutefois, pour l'hydrogène, les frais d'investissement et de fonctionnement seront plus élevés étant donné qu'il faut faire appel à une isolation thermique et à des matériaux cryogéniques, et qu'il faut tenir compte des pertes dues à l'évaporation.

Il n'est pas vraisemblable que la transmission d'hydrogène liquide par conduits soit développée dans une large mesure, ou sauf dans les cas particuliers où il est utilisé sous forme liquide à une faible distance de l'installation de liquéfaction.

Les canalisations d'hydrogène liquide pourraient être associées à la transmission souterraine d'électricité par câbles supraconducteurs logés à l'intérieur des conduits d'hydrogène.

IV. 2. 2. 2. Transport par citerne

Malgré des difficultés d'ordre technologique, le stockage d'hydrogène liquide a déjà été réalisé à l'échelle industrielle et il existe des camions citernes de 40 à 130 m³ de capacité.

Une citerne contenant 40 m³ d'hydrogène liquide peut transporter 2,8 tonnes d'hydrogène ou 34 000 m³ de gaz. Grâce à son isolation, la citerne peut rester fermée pendant plusieurs jours, ce qui permet un transport sur longues distances.

A ce jour, il n'y a pas de navires transporteurs d'hydrogène, mais il est possible qu'une telle technique soit développée dans le futur si des sites — loin des zones de consommation — conviennent particulièrement à la production en gros de l'hydrogène, permettant ainsi un transport maritime économiquement viable.

V. Les propriétés de l'hydrogène

V. 1. Les caractéristiques ayant une influence sur les calculs de transport, la manutention, le stockage et l'utilisation

V. 1. 1. Propriétés physiques de l'hydrogène

Tableau 8. Propriétés physiques de l'hydrogène.

Liquide

Point de fusion à pression atmosphérique, 13,8 K.
Point d'ébullition à pression atmosphérique, 20,3 K.
Température critique, 33,0 K.
Pression critique, 12,99 atm. abs.
Densité spécifique (eau liquide = 1,00), 0,071.
Chaleur massique, 0,57 cal/g. °C.
Viscosité (à contre pression normale), 182×10^{-6} poises.
Chaleur de fusion, 14,0 cal/g.
Point d'inversion, Joule Thomson, $-69,0^{\circ}\text{C}$.
Chaleur de vaporisation (presque tout para), 105,8 cal/g.

Gaz

Densité spécifique à 20°C (air = 1), 0,06953.
Volume spécifique, 11,7 l/g à pression et température normales.
Pouvoir calorifique supérieur (y compris l'énergie calorifique latente), 289,3 kcal/m³.

Pouvoir calorifique supérieur (y compris l'énergie calorifique latente de la vapeur), 33,9 cal/g.

kcal/m³ du mélange gaz/air (rapport F/A 0,420 vol., 0,020 poids, ou 28,7 % H₂ par vol), 72,35.

m³ d'air nécessaires à la combustion par m³, 2,382 m³.

kg d'air nécessaires par kg de combustible, 34,226 kg.

Température de flamme (rapport F/A 0,462 vol. 0,0313 poids, ou 31,6 % H₂ par vol), 2,040.

Température de combustion dans l'air (autocombustion), 585 °C.

Température de combustion dans l'oxygène, 560 °C.

Limites d'inflammabilité, H₂ dans l'air, 4,1 — 74,2 % en vol.

Limites d'inflammabilité, H₂ dans l'oxygène, 4,6-93,9 % en vol.

Limites d'explosion H₂ dans l'air, 18,3-59 % en vol.

Limites d'explosion, H₂ dans l'oxygène, 15,0-90 % en vol.

Limites d'inflammabilité, air — hydrogène, gaz carbonique, moins de 8 % en O₂.

Limites d'inflammabilité, air — hydrogène — azote, moins de 6 % en O₂.

Pouvoir d'émission de la flamme (corps noir = 1,00), 0,085.

V. 1. 2. Propriétés chimiques de l'hydrogène

L'hydrogène, sous sa forme gazeuse ou liquide, réagit violemment avec des agents fortement oxydants tel que l'oxygène, et spontanément, avec le fluor, et le trifluorure de chlore.

Le gaz hydrogène est sans couleur, sans odeur, non toxique (bien qu'asphyxiant) et non corrosif. A la température ambiante, sa densité n'est que d'environ 1/14^e de celle de l'air et il est donc extrêmement léger. Toutefois, sa vapeur au point d'ébullition est aussi lourde que l'air à 21 °C.

L'hydrogène liquide est transparent, sans couleur et de faible viscosité. Il ne forme de solution avec aucune matière à l'exception, dans une faible mesure, de l'hélium. En particulier, des gaz tels que l'oxygène ou l'azote se condensent et se congèlent dans l'hydrogène liquide sans entrer en solution. A environ 14 K (-259 °C), l'hydrogène liquide se solidifie. La température et la pression au point triple (auquel l'hydrogène solide, liquide et gazeux coexistent) sont de 14 K et 0,071 atmosphère pour l'hydrogène normal, et 13,8 K et 0,069 atmosphère pour le parahydrogène. L'hydrogène solide se présente comme une masse cristalline blanche, semblable à la neige.

L'hydrogène diffuse environ 3,8 fois plus vite que l'air. Une quantité de 130 litres d'hydrogène liquide répandue sur le sol se transforme en un mélange non explosif après environ une minute. Les turbulences atmosphériques augmentent le taux de diffusion de l'hydrogène.

L'hydrogène, à l'état liquide ou gazeux, est particulièrement sujet à fuite du fait de sa faible viscosité et de son faible poids moléculaire.

Le taux de fuite est inversement proportionnel à la viscosité. Rien que par sa faible viscosité, la fuite d'hydrogène liquide est, en gros, 100 fois celle du carburant JP-4, 50 fois celle de l'eau et 10 fois celle de l'azote liquide. De même, la fuite d'hydrogène gazeux est supérieure à celle de l'air.

V. 1. 3. Comparaison technique des propriétés de différents combustibles

En tant que support énergétique, les propriétés de l'hydrogène doivent être prises en considération par rapport à l'élément sous sa forme gazeuse et liquide ainsi que dans les composés combustibles tels que l'ammoniac, l'hydrazine, le méthane et le méthanol.

Le tableau 9 donne une comparaison des propriétés.

La figure 12 donne les caractéristiques de densité énergétique de différents combustibles.

Les caractéristiques comparatives de l'hydrogène et de quelques uns de ces composés font apparaître que la chaleur de combustion de l'hydrogène, sur la base de poids, est 3 fois celle de l'essence et 2,5 fois celle du méthane. Toutefois, les comparaisons sur la base volumique ne sont pas favorables à l'hydrogène liquide. Pour obtenir la même teneur en chaleur que l'essence ou le méthane, il faut compter un volume 2,5 à 3 fois plus grand.

Tableau 9. Comparaison technique des caractéristiques de divers combustibles

	Pétrole	Méthanol	Méthane	Propane	Ammoniac	Hydrogène
Point d'ébullition, K	350-400	337	111,7	230,8	240	20,3
Densité du liquide, kg/m ³	702	797	425	507	771	71
Densité du gaz, kg/m ³ , à t et p normales	4,68	—	0,66	1,87	0,69	0,03
Chaleur de vaporisation k J/kg	302	1168	577	388	1377	444
Pouvoir calorifique minimal (massique) kJ/kg	44,380	20,100	50,000	46,400	18,600	120,000
Pouvoir calorifique minimal (volumique) du liquide, MJ/m ³	31,170	16,020	21,250	23,520	14,350	8960
Diffusion dans l'air, cm ² s ⁻¹	0,03	0,16	0,20	0,10	0,20	0,63
Limite inférieure d'inflammabilité, vol % (dans l'air)	1	7	5	2	15	4
Limite supérieure d'inflammabilité, vol % (dans l'air)	6	36	15	10	28	75
Température de combustion dans l'air °C	222	385	534	466	651	585
Énergie de combustion, mJ	0,25	—	0,30	0,25	—	0,02
Vitesse de la flamme, cm/s	30	—	34	38	—	270

Tableau 10. Comparaison de quelques caractéristiques de trois gaz combustibles

	H ₂ (Hydrogène)	CH ₄ (Méthane)	C ₃ H ₈ (Propane)
Point d'ébullition	20,3	111,7	230,8
Limite inférieure d'inflammabilité dans l'air (vol. %)	4,1	5,3	2,3
Limite supérieure d'inflammabilité dans l'air (vol. %)	74,8	15,0	9,5
Limite inférieure de détonation dans l'air (vol. %)	18,0	6,3	—
Limite supérieure de détonation dans l'air (vol. %)	59,0	13,5	—
Température de combustion	850	807	735
Énergie de combustion (millijoules)	0,02	0,3	0,25
	0,6 (limite d'inflammabilité inférieure)	—	—
Température de flamme (K) dans l'air	2400	2190	2200
Vitesse de la flamme (cm/s)	275	37	41
Distance pour l'extinction (cm) (1 atm.)	0,06	0,23	0,20
Air nécessaire à la combustion, 1 kg d'air/1 kg de gaz (295 K, 1 atm.)	34,2	17,23	15,67

- Notes : 1. Le rayonnement moyen de la flamme d'hydrogène est d'environ 1/10^e du rayonnement des flammes d'hydrocarbure.
 2. L'hydrogène diffuse dans l'air 2,82 fois plus vite que dans le méthane.
 3. Le propane est un gaz «plus lourd que l'air».

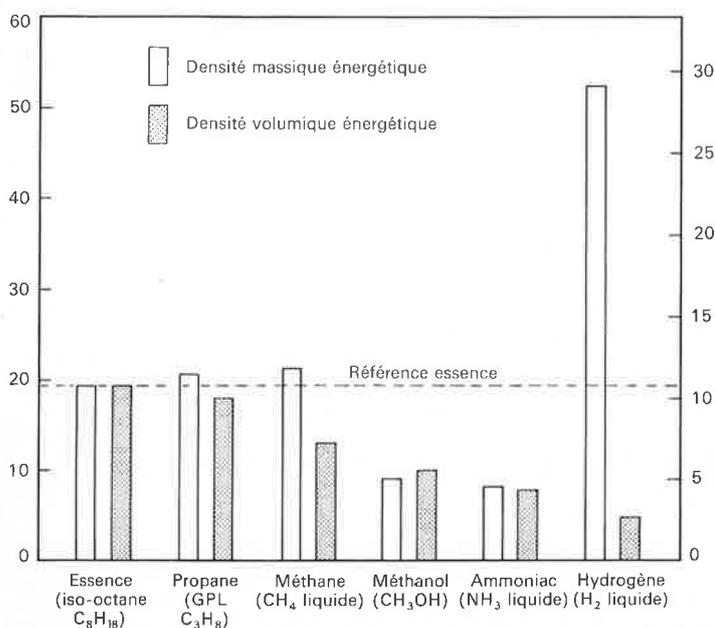


Figure 12. Densité énergétique de divers combustibles.

V. 2. Les caractéristiques en relation avec les problèmes de sécurité

L'utilisation généralisée de l'hydrogène en tant que support énergétique comporte des dangers réels. Le tableau 10 donne quelques caractéristiques clefs de sécurité comparées au gaz naturel (CH₄), et au propane (C₃H₈).

Comparé au mélange type de gaz naturel, l'hydrogène est beaucoup plus sujet à fuite (même au travers de dispositifs étanches à l'air), peut être allumé par une énergie très faible (même des étincelles statiques invisibles) et s'enflamme sur une gamme très large de mélanges hydrogène/air. Sous forme liquide, sa température extrêmement basse (en-dessous de 20 K) est capable de liquéfier tout l'air qui peut entrer en contact avec ses réservoirs ou conduits. Ceci peut créer des dangers d'incendie et d'explosions. En outre, une flamme d'hydrogène et d'oxygène est absolument invisible et une flamme d'hydrogène et d'air est presque invisible à la lumière du jour.

Toutefois, il y a quelques avantages pour contrebalancer ces inconvénients. Il est vrai que l'hydrogène est plus enclin à fuir que tout autre gaz et que son taux de diffusion est extrêmement élevé. Donc, du fait de sa diffusion très rapide, l'hydrogène peut ne jamais atteindre une concentration suffisante pour entretenir le feu. Du fait qu'il n'a qu'1/14^e de la densité de l'air, l'hydrogène disparaît rapidement des endroits d'épanchement ou de fuite, alors que les vapeurs d'essence, de propane ou de gas-oil, qui sont plus lourdes que l'air, ont tendance à se concentrer autour de la fuite. Même le gaz naturel ne diffuse qu'à la rapidité d'environ un tiers de celle de l'hydrogène. Ainsi, des épanchements ou fuites très importants de l'hydrogène se dispersent avec une telle rapidité que le danger disparaît en l'espace de quelques minutes.

Les flammes ordinaires, telles celles des hydrocarbures, diffusent une grande chaleur radiante alors que celles produites par une flamme d'hydrogène est relativement faible. Ceci constitue un

VI. Les applications de l'hydrogène

De grosses quantités d'hydrogène sont consommées par quantité d'industries. La majeure partie est utilisée dans les synthèses d'ammoniac et de méthanol, dans l'hydrocraquage et l'hydrotraitement.

danger dans le combat des incendies d'hydrogène, car sa flamme est si peu visible et l'énergie radiante si faible, que l'on peut réellement pénétrer dans le feu avant de s'en rendre compte. Toutefois, cette difficulté doit pouvoir être surmontée en pratique car — suivant toute probabilité — il ne s'agira pas d'un incendie d'hydrogène pur mais d'un incendie impliquant des substances lumineuses étrangères. Potentiellement, l'énergie radiante plus faible est un avantage puisque les pompiers peuvent travailler au plus près du feu ou le contenir en enlevant ou en refroidissant les matières inflammables se trouvant à proximité.

L'hydrogène demande donc quelques précautions particulières pour ce qui est de la détection du feu, de la manutention des matériels, de la détection de fuites et de la sécurité en général. Du fait que l'hydrogène soit largement utilisé dans l'industrie et dans les programmes spatiaux ainsi que son utilisation tout à fait habituelle sur de longues périodes dans le gaz de ville, prouve qu'il existe des méthodes adaptées à son utilisation sûre dans des applications actuelles. On dit qu'Union Carbide Corporation estime que la manipulation de l'hydrogène est plus sûre que celle de l'essence ou du propane. Nous pouvons donc nous attendre à ce qu'une décision de mettre au point des systèmes à grande échelle de combustibles hydrogène, irait de pair avec le développement de dispositifs de sécurité et de techniques appropriées. Là encore, il faut se rappeler que le gaz naturel, l'essence et l'électricité constituent tous des formes dangereuses d'énergie, à moins d'être manipulés correctement.

V. 3. Le comportement des matériaux utilisés pour le conditionnement et le transport de l'hydrogène

L'un des grands problèmes liés à l'hydrogène est la fragilisation potentielle des métaux et alliages utilisés pour son conditionnement et son transport, tout particulièrement pour les gazoducs. La forme de fragilisation la plus problématique pour l'heure, est la fragilisation par hydrogène, qui conduit à une ductilité plus faible, une fissuration de surface, une croissance de fissures sous critique, et des taux de croissance de fissures plus rapides. Le degré de fragilisation augmente avec la pression de l'hydrogène, bien qu'il puisse être déjà important à environ une atmosphère. Bien que la fragilisation par hydrogène intervienne sur une large gamme de températures et qu'elle culmine aux environs de la température ambiante, elle peut être réduite par des concentrations relativement faibles d'impuretés tels que l'oxygène, le gaz carbonique ou la vapeur d'eau.

La fragilisation par hydrogène est devenue un problème du fait que l'hydrogène a été récemment proposé comme remplacement de l'électricité en tant que support énergétique, par l'utilisation des canalisations de distribution de gaz naturel existantes. Les défenseurs de cette application de l'hydrogène arguent du fait que des canalisations d'hydrogène ont été en service au Texas et dans la Ruhr en Allemagne sans dégradations apparentes des métaux, probablement du fait des pressions d'hydrogène relativement faibles (environ 10 atmosphères) et de la présence d'impuretés. On peut penser que, dans le futur, l'hydrogène en tant que combustible sera produit et délivré par des canalisations à des puretés inférieures ou égales à 99,98 %, ce qui devrait suffire pour inhiber la fragilisation par hydrogène. Bien que les conditions de service envisagées pour les canalisations d'hydrogène ne devraient pas influencer les économies d'hydrogène, un complément de recherche est nécessaire pour comprendre le phénomène de fragilisation par hydrogène suffisamment bien pour développer un moyen de l'éviter.

Des quantités d'hydrogène plus faibles sont nécessaires à la fabrication de produits pharmaceutiques, au traitement des métaux et à l'hydrogénation des graisses et huiles (tableaux 3 et 4).

On prévoit un doublement de la consommation d'hydrogène en 1985. Toutefois, la liquéfaction du charbon à grande échelle et le traitement des huiles schisteuses accroîtront considérablement la demande.

VI. 1. Le raffinage du pétrole

Il y a deux procédés en raffinage qui consomment de grosses quantités d'hydrogène : l'hydrotraitement et l'hydrocraquage.

L'hydrotraitement fait appel à l'hydrogène pour réduire en H₂S dans les fractions du pétrole, les composés sulfureux, dont l'extraction est alors aisée, et pour améliorer les lubrifiants et le kérosène. En gros, ce procédé consomme 50 m³ d'hydrogène à faible pureté (90 à 95 % d'hydrogène) par mètre cube d'hydrocarbure liquide traité. La source primaire d'hydrogène pour l'hydrotraitement est le reformage catalytique, un procédé qui augmente le taux d'octane des composés de l'essence.

Dans le cas de l'hydrocraquage, il s'agit d'un procédé catalytique destiné à augmenter le rapport hydrogène — carbone des fractions de pétrole à ébullition élevée, tels que les huiles de chauffage de qualité inférieure et les goudrons. Il transforme donc des matières de faible valeur en hydrocarbure léger plus précieux par décompositions des molécules à longue chaîne. Ce procédé nécessite 500 m³ d'hydrogène par mètre cube de matière transformée. Basé sur les tendances actuelles et sur les prévisions d'expansion, l'hydrocraquage constituera l'application bien définie la plus importante de l'hydrogène aux Etats-Unis.

VI. 2. La production d'ammoniac

Chaque année, et ce dans le monde entier, la production d'ammoniac consomme plus d'hydrogène que tout autre procédé. Il faut environ 2 m³ d'hydrogène à faible pureté (90 à 95 % d'hydrogène) pour produire 1 kg d'ammoniac. Plus de 75 % de l'ammoniac est transformé en engrais et la majeure partie de ce qui reste sert à la fabrication de produits chimiques, de résines et d'explosifs. Habituellement, le gaz naturel est la principale source d'hydrogène pour la production d'ammoniac.

VI. 3. Les autres utilisations d'hydrogène

En plus des procédés ci-dessus, l'hydrogène est utilisé dans la production d'un grand nombre d'autres produits chimiques dont le méthanol est le plus important. Le méthanol est utilisé comme

solvant et comme chaînon intermédiaire dans la production d'un grand nombre d'autres produits chimiques. Dans une mesure plus faible, l'hydrogène intervient dans la fabrication des oxoalcools, du cyclohexane, de l'hexane et d'autres produits chimiques.

L'hydrogène joue un rôle majeur dans le durcissement des huiles végétales et de poissons, comme par exemple dans la production de margarine. L'hydrogénation des huiles acides grasses, particulièrement de l'huile de coton et de soja, permet la fabrication de saindoux, d'oléomargarine et de matières grasses pour la pâtisserie. Les huiles durcies non comestibles sont utilisées en savonnerie et, dans une moindre mesure, pour les vêtements de cuir, les isolations électriques et les pommades pharmaceutiques.

L'hydrogène est un facteur important dans la réduction du minerai et le recuit, la fabrication du verre et dans les synthèses de produits pharmaceutiques. Toutefois, ces applications ne nécessitent que de faibles quantités d'hydrogène, comparées au raffinage du pétrole et à la production d'ammoniac et de méthane.

VI. 4. L'avenir de l'hydrogène

Il est impossible de prévoir toutes les applications futures de l'hydrogène dans l'industrie. Toutefois, l'amélioration des huiles schisteuses et la liquéfaction du charbon semblent être les principaux consommateurs potentiels d'hydrogène. Alors que les réserves de pétrole contiennent habituellement des composés sulfureux, l'huile de schiste peut contenir jusqu'à 2 % d'azote ainsi que 1 % de soufre. Pour cette raison, l'huile de schiste doit être hydrotraitée pour en retirer l'azote et le soufre avant son utilisation comme mazout ou avant retraitement en vue d'obtenir des liquides plus précieux. L'hydrotraitement demande environ 150 m³ d'hydrogène/m³ d'huile de schiste.

En terme d'hydrogène consommé par unité de matière traitée, la liquéfaction du charbon en fera la plus grande consommation. Pour produire 1 m³ de liquide synthétique, il faut environ 1 200 m³ d'hydrogène, presque 25 fois plus que ce qu'il faut en hydrotraitement. Ainsi, lorsque le charbon sera la principale source d'hydrocarbure liquide, on aura besoin d'énormes quantités d'hydrogène.

Il a déjà été dit plus haut que la sidérurgie pourrait devenir un gros consommateur d'hydrogène en tant que produit de remplacement du coke et des hydrocarbures. D'autres branches de la métallurgie pourraient également devenir des utilisateurs potentiels d'hydrogène.

VII. Conclusion

Si l'hydrogène en tant que vecteur énergétique était produit en grande quantité à un prix (en \$/GJ) du même ordre de grandeur que celui du gaz naturel, son débouché privilégié serait assuré par dilution dans le gaz naturel. Les gaziers seraient à ce titre les premiers industriels à proposer dès maintenant des solutions industrielles de masse fiables (réseaux de canalisations, stockages souterrains...).

L'avenir de l'hydrogène chimique ne se discute pas, il se développe selon le rythme de croissance des pays industriels. Il n'est pas envisagé à son égard de bouleversement.

Il en résulte que les motivations formulées en faveur de l'hydrogène ne sont peut-être pas les meilleures. Aussi, nous proposons en alternative :

● Soit la gazéification souterraine du charbon, qui présente une solution industrielle concurrente du développement de l'électro-nucléaire, dont le développement est fortement entravé par des

considérations écologiques. Dans cette hypothèse, le scénario hydrogène/électricité nucléaire perd de son intérêt et son éventuelle réalisation serait reportée à un terme qui n'est pas dans la préoccupation de nos travaux.

● Soit le développement de l'électro-nucléaire qui se réalisera pour obtenir le plein emploi des groupes électro-nucléaires. Nous suggérons à cet effet l'étude de la renaissance des procédés électrochimiques qui ont été déplacés il y a 30 ou 50 ans par le pétrole à bas prix. Cette renaissance serait d'autant plus favorisée que l'on pourrait appliquer à ces procédés les améliorations de la technologie moderne (lit fluidisé, catalyseur...).

● Soit la combinaison de la chaleur nucléaire et des combustibles carbonés fossiles.

En bref, il n'est pas douteux que l'industrie doit faire face à des mutations imposées par la raréfaction physique et/ou économique du pétrole. L'étude de ces mutations est une tâche difficile mais riche de promesses, aussi nous pensons qu'il serait bon de pouvoir

répondre aux questions suivantes :

- Concurrence nucléaire/gazéification souterraine,
- Concurrence chaleur nucléaire/combustibles fossiles,
- Devenir du prix de l'énergie électrique,
- Rôle du C ou du CO₂ dans toutes les opérations de reformage à l'eau,
- Concurrence H₂/naphta/méthanol,
- Concurrence électrochimie/chimie du pétrole,
- Rôle des lits fluidisés et des catalyseurs.
- Évolution des prix de toutes les formes d'énergie primaire et secondaire,
- Action auprès des Communautés à Bruxelles et des instances nationales des différents pays européens,
- Choix de scénarios énergétiques destinés à guider nos études,
- Équilibre entre le pétrole combustible et le pétrole matière première.

Il peut paraître audacieux à un groupe d'orientation, chargé de l'étude du sujet hydrogène à partir de l'eau, de tirer des conclusions aussi générales. Nous croyons cependant indispensable d'avoir résumé objectivement notre intime conviction.



DIRECTION GENERALE
18 bis. bd de la Bastille
75012 PARIS
Tél. : 340-38-98

ircha

CHIMIE

POLYMERES ET MATERIAUX

MACROMOLECULAIRES

Modification et adaptation de polymères (pour membranes, papiers autolubrifiants, filage, etc..) Etude et mise au point d'additifs (d'ignifugation, de protection antifongique, etc..)

Etude et développement de matériaux thermoplastiques et thermodurcissables chargés et renforcés - Mise au point de pilotes de fabrication (pultrusion, filature, mélangeage, etc..)

Analyse des polymères (GPC, IR, GC/MS, RMN du proton, du carbone, etc..) - Caractérisation des propriétés mécaniques, du comportement au feu et au vieillissement de ces matériaux

BIOCHIMIE

. ETUDES MICROBIOLOGIQUES
. TESTS BIOLOGIQUES
. CORROSION BIOLOGIQUE
. BIODEGRADABILITE
. FERMENTATIONS

POLLUTIONS EAU ET AIR

. CARACTERISATION DES POLLUTIONS
. TRAITABILITE
. INGENIERIE - ASSISTANCE TECHNIQUE
. CONTROLE - EXPERTISE



INSTITUT NATIONAL
DE RECHERCHE CHIMIQUE
APPLIQUEE
Centre de Recherche
91710 Verri-le-Petit
Tél. : 498 24 75
Télex 600820