

Les vecteurs énergétiques et la transition

Dans la plupart des scénarios qui ont contribué à la préparation de la loi sur la transition énergétique, la place de l'électricité, déjà importante dans notre pays, voit son rôle se renforcer, en particulier dans des secteurs où sa pénétration reste aujourd'hui marginale comme les transports. Leurs auteurs en espèrent une libération des énergies fossiles et donc une amélioration du bilan carbone national. Mais ce recours à l'électricité comme vecteur presque unique de la transition énergétique pose de redoutables questions : on sait en effet que l'électricité est soumise à une contrainte majeure puisqu'en l'absence de solution massive et bon marché de stockage, il est indispensable d'assurer à tout instant et en tout point du territoire l'égalité de l'offre et de la demande d'électricité.

C'est pourquoi certains scénarios comme ceux de négaWatt ou de GrDF tentent de faire une place centrale au méthane comme vecteur énergétique en jouant sur une double perspective : la méthanisation de la biomasse non utilisée à des fins alimentaires pour obtenir des quantités importantes de biométhane à déverser sur le réseau de gaz naturel à la place du gaz naturel fossile, et la méthanation qui permet d'utiliser les surplus temporaires d'électricité produite en particulier par les renouvelables pour obtenir du méthane à partir de gaz carbonique. Cette dernière opération permet à la fois d'éviter des émissions de CO₂ et de stocker sous forme d'un gaz aisément transportable cette électricité.

Le rôle des vecteurs dans la transition énergétique

Michel Colombier (Iddri)

La transition énergétique est fréquemment présentée sous la forme d'un triple mouvement : un accroissement de l'efficacité de l'utilisation finale de l'énergie, un report important d'une partie de cette demande finale vers l'électricité, enfin une décarbonation de la production d'électricité (énergies renouvelables et, selon les approches, nucléaire ou capture de CO₂). Le débat de l'année dernière en France a, pour partie, confirmé ces tendances, mais aussi révélé que la transition pourrait s'appuyer sur une diversité plus forte des vecteurs décarbonés et surtout tirer profit des synergies et complémentarités qu'une hybridation de ces énergies de réseau permettrait d'envisager.

1 - Une part croissante d'électricité, mais des contraintes réelles

L'augmentation de la part d'électricité dans la demande énergétique finale est, dans tous les pays et pas seulement en France, une réalité historique. Au-delà de la spécificité française sur les usages thermiques dans l'habitat ou le tertiaire, l'électricité a bien sûr connu de nouvelles applications dans le bâtiment (notamment autour des technologies de l'information) et l'industrie (où les procédés électriques remplacent d'anciens procédés thermiques en apportant de réels avantages en matière de souplesse, de qualité...), mais demeure plus marginale que jamais dans les transports.

Mais l'électricité présente un atout majeur dans la perspective de la transition : si très peu d'énergies renouvelables peuvent entrer directement au bilan en énergie finale (comme par exemple le solaire thermique pour l'habitat) il existe une grande palette de solutions permettant de produire de l'électricité sans émissions de gaz à effet de serre. A cela s'ajoute évidemment, lorsque ces solutions sont envisagées (comme par exemple, dans certains scénarios des « roadmap 2050 » produits par la Commission européenne), le nucléaire et la production thermique associée à la capture du CO₂ (même si cette dernière solution peut, plus marginalement, concerner aussi d'autres usages énergétiques de l'industrie lourde). Il est donc tentant d'envisager un transfert massif des usages finaux vers l'électricité combiné avec une production décarbonnée d'électricité comme option centrale de la transition énergétique, surtout lorsque celle-ci est vue uniquement au travers du prisme « climatique ».

De fait, si on analyse les différents scénarios présentés dans le débat français, ce mouvement est toujours présent (voir figure 1).

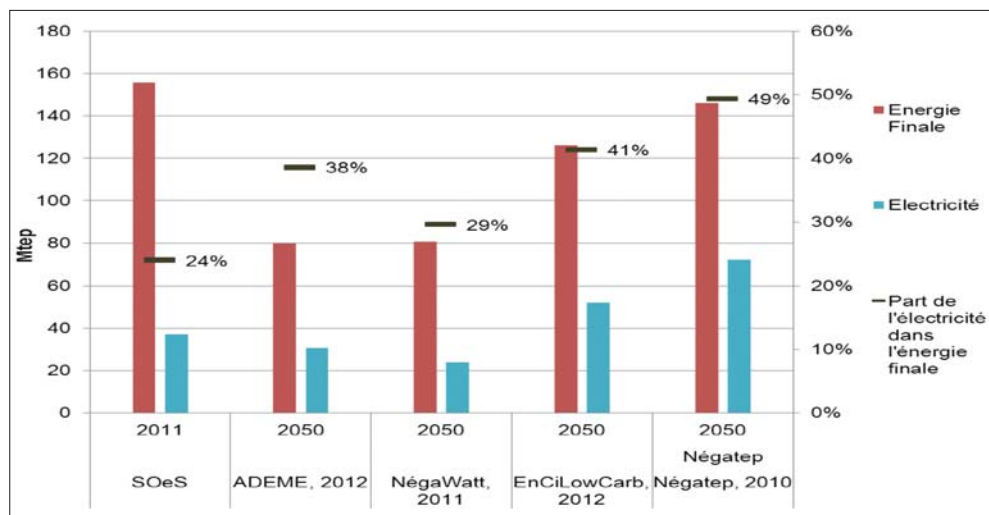


Figure 1 : Consommation finale d'énergie et d'électricité, et part de l'électricité dans la consommation finale, dans 4 scénarios présentés au DNTE (SOeS : référence bilan français 2011)

La demande électrique évolue sous l'influence contradictoire de deux mouvements : le développement de nouveaux usages d'une part, en particulier le transfert de certains usages aujourd'hui couverts par des produits pétroliers (pensons notamment aux transports avec le véhicule électrique ou le développement des transports en commun) ; l'accroissement de l'efficacité des usages d'autre part, les gains potentiels étant encore très importants dans les usages spécifiques conventionnels (éclairage, électroménager, moteurs) comme dans les technologies de l'information. Cet accroissement d'efficacité est une condition forte de ce mouvement d'électrification pour deux raisons : premièrement, l'augmentation inéluctable du coût de production de l'électricité ; deuxièmement, le fait que certains paramètres du système butent sur des contraintes de dimensionnement réelles (stockage, interconnexions ou production de « back up » nécessaires pour assurer un taux élevé de sources variables comme le solaire ou l'éolien). Le transfert de la demande vers l'électricité bute également sur des obstacles techniques et économiques non négligeables, en particulier la question de la pointe pour le transfert des usages thermiques et celle du stockage pour l'électrification des véhicules.

La comparaison des différents scénarios présentés sur le graphique 1 est éloquent : si la part de l'électricité est en croissance dans tous les scénarios, la part de l'électricité dans le bilan final en 2050 varie largement de 29 % à 49 %. La consommation d'électricité en 2050 est presque doublée par rapport à aujourd'hui dans Négatep (moindres gains d'efficacité dans les usages spécifiques, stratégie dans le secteur du bâtiment reposant sur des efforts limités sur l'enveloppe des bâtiments au profit d'une généralisation des pompes à chaleur, véhicule électrique urbain) tandis qu'elle est en légère décroissance dans négaWatt (stratégie bâtiment axée principalement sur l'efficacité de l'enveloppe, très forte efficacité des usages spécifiques, sobriété énergétique entraînant l'effacement de certains usages et moindre diffusion du véhicule électrique) et stabilisée dans les autres. La « part de l'électricité » dans le bilan final est donc avant tout le résultat d'une diminution généralisée de la demande globale d'énergie, fait majeur de la transition.

Si le mouvement d'électrification est donc indéniable, il est donc complexe et ne se résume pas à un simple « transfert » des usages aujourd'hui satisfaits par les produits pétroliers vers l'électricité, en sus des usages conventionnels, mais résulte d'une transformation en profondeur de la demande finale dans tous les secteurs ; surtout, dans la grande majorité des scénarios, il s'accompagne d'une stabilisation voire d'une réduction de la consommation finale d'électricité et non pas, comme on pourrait le penser intuitivement, par une croissance des besoins. Enfin, même dans les scénarios faisant de l'électrification des usages l'axe majeur de leur stratégie, l'électricité couvre encore moins de la moitié de la demande finale.

2 - L'eau, un vecteur négligé et de nouvelles opportunités

L'eau chaude est un vecteur ancien, peu développé en France comparativement à certains pays européens où il a été largement associé à la production combinée d'électricité et de chaleur. Paradoxalement, cet avantage des réseaux de chaleur va progressivement se réduire avec la transition énergétique (du fait des progrès d'efficacité énergétique des bâtiments), même si la production de chaleur à partir de biomasse et de déchets pourrait connaître un essor important et bénéficier bien évidemment des atouts de la cogénération. Mais l'eau chaude est également un vecteur d'intérêt pour valoriser des énergies « renouvelables » locales comme la géothermie, ou la récupération de chaleur des sites industriels. Le développement de ces réseaux, porté par les municipalités, a joué un rôle central dans la transition du secteur bâtiment vers un approvisionnement très majoritairement renouvelable en Suède, tant il est vrai que la versatilité du réseau permet de tirer pleinement profit de la complémentarité possible des différentes sources mobilisables sur le territoire d'une commune, au contraire de nos systèmes de chauffage

individuels. Enfin, le développement de la pompe à chaleur permet d'envisager la valorisation de sources basse température jusqu'alors négligées comme, en milieu urbain, les eaux de rejet. Par contre, plus encore que la pompe à chaleur individuelle, le réseau de chaleur verra son périmètre de pertinence réduit par l'effort d'efficacité sur le parc bâti.

3 - Le gaz : bientôt un vecteur ?

Le gaz naturel n'est aujourd'hui bien évidemment pas un vecteur, mais bien un produit pétrolier distribué en réseau. La transition énergétique présente aux gaziers des perspectives équivoques, selon l'horizon considéré et les solutions technologiques retenues. Les principaux marchés du gaz aujourd'hui sont le bâtiment et la production d'électricité, suivis par les usages thermiques de l'industrie. Les usages finaux du gaz sont a priori très largement menacés par la transition, sous l'effet combiné de l'accroissement de l'efficacité énergétique finale et du report possible sur l'électricité de ces usages. La production d'électricité peut bénéficier en partie d'un report du charbon vers le gaz dans certains pays, mais ce mouvement sera rapidement limité par la nécessité de développer des parcs de production presque totalement décarbonnés à l'horizon 2050. Le gaz ne pourra alors jouer qu'un rôle marginal quantitativement (même si qualitativement crucial) de réserve de puissance à la pointe ou en soutien des renouvelables, sauf à envisager un développement significatif de la capture et du stockage de CO₂ (mais il faudrait alors compter sur une concurrence renouvelée du charbon).

Pourtant, des efforts importants ont été consentis ces dernières décennies pour développer les usages du gaz naturel et le réseau de distribution n'est aujourd'hui guère moins développé que celui d'électricité. Ce réseau constituera-t-il un coût échoué de la transition énergétique ? De façon inattendue, plusieurs scénarios présents dans le débat français s'appuient au contraire sur ce patrimoine pour faire le pari d'une transformation progressive du rôle du gaz dans le système énergétique.

Le gaz naturel n'est en effet pas la seule source possible de méthane : ce gaz peut d'ores et déjà être produit par méthanisation et offrir un débouché à de nombreuses sources de biomasse, déchets agricoles, industriels ou urbains, eaux usées, etc.. Il offre pour la valorisation de la biomasse un avantage comparable à celui des carburants de seconde génération, à savoir la valorisation complète de la matière première. À un horizon plus lointain, le méthane pourrait également être produit par méthanation, c'est-à-dire par synthèse. Cette voie, similaire à celle de l'hydrogène et s'appuyant sur une source d'électricité décarbonnée, permet de synthétiser un produit dont la densité énergétique est certes moindre, mais qui présente sur l'hydrogène un atout majeur : celui de pouvoir se développer, comme le méthane, au sein d'un système technique existant et de se combiner progressivement avec le gaz naturel et le gaz ex-biomasse. Le méthane deviendrait ainsi progressivement un vecteur, de moins en moins carbonné, présentant des atouts majeurs pour apporter une contribution au secteur le plus problématique de la transition : le secteur des transports (figure 2). Au même titre que les biocarburants, mais complémentaire car valorisant des sources primaires différentes, le méthane offre une solution à la question de la longue distance (et en particulier du fret) où l'électricité bute sur des difficultés rédhibitoires de stockage et donc d'autonomie.

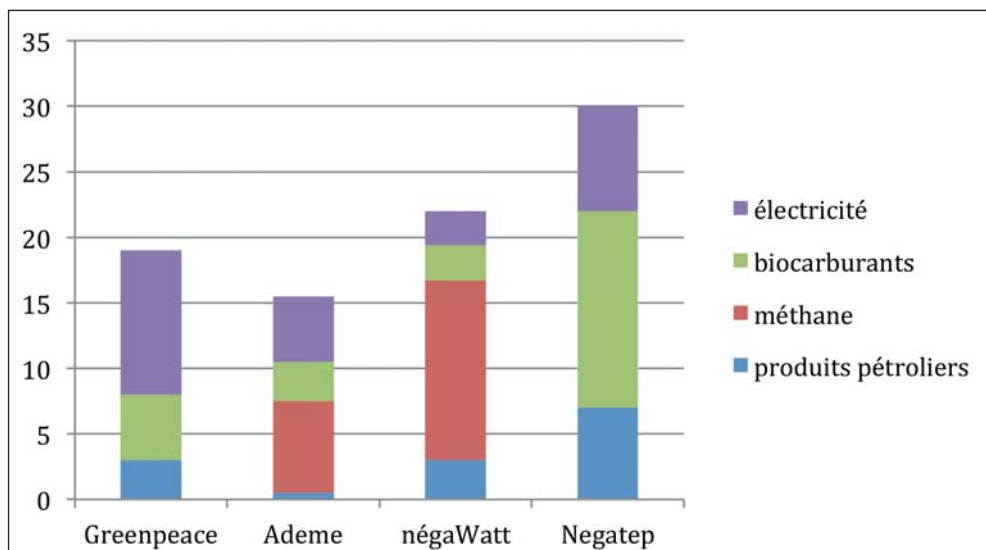


Figure 2 : Consommation finale d'énergie du secteur des transports, par source, dans 4 scénarios présentés au DNTE

4 - Hybridations : vers une intégration horizontale des systèmes en réseau ?

Le développement simultané de ces trois vecteurs ne présente pas un simple avantage comptable où chaque réseau alimenterait ses usages dédiés, mais présente au contraire des enjeux majeurs d'hybridation possible et de complémentarité qui ouvrent la porte à une intelligence systémique beaucoup plus importante qu'aujourd'hui, au profit d'une plus grande efficacité technique, d'une meilleure économie des systèmes et d'un accroissement de la sécurité. La principale difficulté attachée à une hypertrophie trop importante du système électrique est sa difficulté caractéristique à équilibrer l'offre et la demande, difficulté accrue dans un système où la proportion d'énergie variable devient très élevée et où certains usages, notamment de chauffage, entraînent des pointes peu négociables. Les perspectives de progrès sur le stockage de l'électricité demeurent limitées et les possibilités de pilotage intelligent de la demande se révèlent également en deçà des besoins potentiels de tels systèmes. Le foisonnement accru de l'offre et de la demande que permettrait un développement du système de transport électrique est une autre voie envisagée, mais elle demeure coûteuse, longue à développer et limitée également par les contraintes (notamment environnementales) d'un développement massif des réseaux.

Les solutions envisagées plus haut apportent à ces problèmes un potentiel de solutions nouvelles et complémentaires. Côté demande d'électricité, il est d'ores et déjà envisagé que les véhicules électriques puissent représenter un potentiel de stockage électrique non négligeable, piloté par des réseaux intelligents. Mais ce pilotage est dans les faits extrêmement contraint par les rigidités d'usage qu'il impose à l'utilisateur (qui n'appréciera guère, ayant besoin sans préavis de son véhicule au milieu de la nuit, ou de sa journée de travail, de trouver la batterie à plat...). La perspective de développer également le véhicule hybride électricité/gaz, fonctionnant le plus souvent à l'électricité pour les trajets quotidiens mais capable de s'exonérer des contraintes d'autonomie en cas de besoin, apporte à la question du stockage une souplesse complémentaire : en fonction des besoins du système électrique, le stockage/déstockage sur des cycles intra-journaliers pourra être envisagé avec plus d'amplitude et moins de contrainte, le véhicule étant toujours disponible en mode carburant. Sur des cycles journaliers et hebdomadaires, cela permet même d'envisager d'effacer une partie de la demande d'électricité « transports » lorsque la production d'électricité n'est pas suffisante (conditions météorologiques exceptionnellement défavorables) ou que la demande est excessive (pointes de froid). Côté offre, la méthanation offre une solution complémentaire à la gestion d'un parc électrique à forte pénétration des énergies renouvelables variables, en permettant d'écouler sur le réseau de gaz (qui offre une capacité de stockage) les excédents temporaires d'électricité. Le maintien de ce réseau, en parallèle au réseau d'eau chaude, permet par ailleurs de conserver une capacité de production thermique de « back-up » partiellement décarbonnée pour compléter la production variable. Les réseaux de chaleur permettent déjà d'articuler production de chaleur et production d'électricité et de moduler celles-ci en fonction des besoins. L'association de pompes à chaleur sur des réseaux basse température apporte une efficacité accrue à ces équipements, mais permet également d'envisager une plus grande souplesse dans l'usage de la cogénération et des perspectives nouvelles de stockage de chaleur et donc de pilotage de la production d'électricité. De tels systèmes tireraient enfin pleinement profit des fonctionnalités offertes par les technologies de l'information et permettent d'apprécier ce que seraient vraiment des « smart grids ».

5 - Une nouvelle gouvernance ?

L'une des caractéristiques majeures de ce nouveau modèle énergétique est l'évolution progressive d'un paradigme « verticalisé » (secteur électrique, secteur gaz, secteur pétrolier) et très cloisonné par usage au profit d'un système à l'intégration plus horizontale et, ce faisant, territorialisée, qui permet de valoriser la diversité des potentiels de production et de maîtrise de la demande. Ce n'est certainement pas par hasard que les premiers embryons de modèles hybrides apparaissent aujourd'hui dans des pays comme l'Allemagne ou la Suède, sous l'impulsion de collectivités locales ou de compagnies énergétiques territorialisées et diversifiées pour lesquelles ces hybridations sont simultanément plus accessibles et plus naturelles. L'émergence d'un tel modèle, encore très prospective, est néanmoins suffisamment probable et porteuse de changements profonds pour qu'il vaille la peine de s'y intéresser et d'en étudier les potentialités. Loin de représenter une « concurrence » à la contribution du secteur électrique à la transition énergétique, il apporte au contraire un ensemble de complémentarités et de synergies propres à faciliter cette transition. Il suppose par contre, particulièrement en France, une évolution profonde des modes de gouvernance du système énergétique, au profit d'une implication accrue des échelons territoriaux mais aussi d'une organisation différente des acteurs économiques susceptibles de développer et gérer l'ensemble des services que ces réseaux seraient amenés à fournir.

Un modèle d'approche systémique de la transition énergétique : la méthanation

Marc Jedliczka, négaWatt

Découverte par le français Paul Sabatier auquel elle a valu le prix Nobel de chimie en 1912 (l'année d'après celui de Marie Curie pour ses travaux sur le polonium et le radium), la méthanation est une réaction chimique qui permet de produire du méthane (CH₄) et de l'eau (H₂O) en combinant de l'hydrogène (H₂) et du dioxyde de carbone (CO₂) selon la formule :



Malgré les synergies que l'on peut trouver entre elles comme on le verra plus loin, elle ne doit pas être confondue avec la *méthanisation* qui désigne le processus de dégradation des matières organiques par fermentation anaérobie produisant du *biogaz*, un mélange essentiellement constitué de 50 à 60 % de méthane et d'une proportion de 40 à 50 % de dioxyde de carbone, ainsi que de quelques impuretés¹.

Réaction de base couramment utilisée dans l'industrie chimique, le plus souvent dans sa variante au monoxyde de carbone selon la formule $3 \text{H}_2 + \text{CO} \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$, $\Delta H = -206,4 \text{ kJ/mole}$, la méthanation a fait irruption en 2011 dans le débat énergétique français lors de la publication par l'association négaWatt de son scénario à horizon 2050, dans une nouvelle version beaucoup plus aboutie et détaillée que les précédentes datant de 2003 et 2006.

Évoquée par plusieurs autres scénarios² examinés par le « Conseil National de la Transition Énergétique » qui, de novembre 2012 à juillet 2013, a préparé le projet de loi éponyme, elle fait aujourd'hui l'objet en France d'études et de travaux de recherche, et même, depuis peu, d'appels à projets de démonstrateurs qui montrent qu'elle est désormais prise au sérieux.

L'engouement soudain pour cette technologie qui peut donner l'impression d'un certain effet de mode s'explique par le fait qu'elle est apparue en premier lieu comme une solution pertinente pour résoudre l'épineuse question, restée jusqu'alors sans réponse vraiment convaincante, de l'équilibrage d'un système électrique alimenté par une part prépondérante de sources variables et non-pilotables telles que l'éolien et le photovoltaïque.

On verra plus loin qu'elle a une portée systémique qui va bien au-delà du seul secteur de l'électricité, en contribuant notamment à un « bouclage » sur la mobilité, mais, pour que cette question émerge, il a d'abord fallu attendre que la crédibilité technique et économique de ces nouvelles filières de production d'électricité renouvelable, longtemps considérées comme anecdotiques et vouées à la marginalité *ad vitam aeternam*, soit clairement établie : c'est désormais chose faite de manière très officielle, notamment depuis que le rapport du GIEC publié en mai 2011 « *Sources d'énergie renouvelables et atténuation du changement climatique* »³ a confirmé que les ressources renouvelables suffisent largement à couvrir l'ensemble des besoins prévisibles de l'humanité, et depuis que la « *Feuille de route pour 2050* » de la Commission européenne publiée la même année a estimé que la part des renouvelables dans le mix électrique européen de 2050 de situera entre 55 et 97 % selon les scénarios⁴.

Mais la présence de gisements surabondants et la disponibilité avérée de technologies de production ne suffisent pas à garantir la faisabilité de scénarios de type « électricité 100 % renouvelable » : la variabilité intrinsèque de l'éolien et du photovoltaïque, qui fourniront très certainement le gros du bataillon des moyens de production mis en service dans les prochaines décennies, s'ajoute à celle, déjà bien connue, de la consommation.

1 - Purifié à hauteur de 95 % de méthane, le biogaz devient du biométhane compatible avec les normes appliquées à la distribution et à l'utilisation du « gaz naturel » qui n'est rien d'autre que du méthane d'origine fossile.

2 - Notamment ceux de l'ADEME (vision 2050) et de GrDF (facteur 4).

3 - Téléchargeable sur : <http://www.rac-f.org/Rapport-special-du-GIEC-sur-les>

4 - Téléchargeable sur : http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_fr.htm

Elle vient ainsi compliquer la tâche des « GRT » (gestionnaires de réseaux de transport, RTE pour la France) dont l'une des principales missions est d'assurer à *tout instant* l'équilibre entre l'offre et la demande – une condition non-négociable du fonctionnement du système électrique puisque basée sur une contrainte physique.

Pour remplir cette mission, les GRT disposent d'ores et déjà d'un certain nombre d'outils techniques, économiques et réglementaires forgés au fil du temps pour augmenter la flexibilité du système électrique et répondre ainsi à des impératifs de plus en plus prégnants avec le développement rapide des usages de l'électricité et le rôle de plus en plus central que cette dernière joue dans l'organisation et le fonctionnement des sociétés modernes : modulation de la demande, optimisation de l'exploitation, renforcement si nécessaire des réseaux de distribution, développement des interconnexions pour augmenter le foisonnement, et enfin recours aux stations de pompage-turbinage (STEP) qui permettent de remplir des retenues d'eau grâce aux surplus d'électricité pour la turbiner en période de déficit.

Ces outils opèrent à des échelles de temps et sur des quantités suffisantes pour assurer l'équilibre des systèmes électriques actuels, où la part des productions pilotables est très largement majoritaire, mais ils s'avèrent insuffisants à partir d'un certain seuil de productions fluctuantes et non-pilotables sur le réseau.

Les pays les plus offensifs en matière d'électricité renouvelable variable comme l'Allemagne ou le Danemark ont jusqu'à présent su repousser toujours plus loin les limites des taux de pénétration considérés *a priori* comme indépassables en exploitant au mieux ces outils. Néanmoins, les arrêts imposés de la production de fermes éoliennes en Allemagne (« curtailment ») ou l'apparition de prix négatifs sur le marché spot de l'électricité sont autant de signaux précurseurs de la nécessité de trouver dans un avenir proche d'autres solutions viables sur le long terme.

Les différentes techniques classiques de stockage massif d'électricité permettant de décaler dans le temps les périodes de production et de consommation (volants d'inertie, batteries électrochimiques, air comprimé et STEP) ont fait l'objet d'importants programmes de recherche-développement et de démonstration dans la plupart des pays industrialisés : même si les questions de coût, de durée de vie, d'impact environnemental ou de ponction sur les ressources de matières premières restent à explorer pour certaines d'entre elles, on commence à avoir les idées à peu près claires sur leurs possibilités réelles et leurs limites en termes de capacité et de durée de stockage⁵.

Si l'on prend les STEP, qui représentent le moyen de stockage de loin le plus massif aujourd'hui disponible, on constate qu'elles répondent parfaitement à des besoins qui se comptent en heures, tout au plus en jours, et en gigawatts-heures (GWh, ou millions de kWh), mais qu'elles sont inopérantes lorsque les besoins nécessaires à l'équilibrage d'un système « 100 % renouvelable » se chiffrent en semaines, voire en mois, et en TéraWatts-heures (TWh ou milliards de kWh).

À ces échelles de quantité et de durée, il n'y pas d'autre possibilité que de stocker l'énergie excédentaire sous la forme de molécules à plus ou moins fort contenu énergétique produites à partir d'électricité : c'est ce que permet l'électrolyse de l'eau en séparant les atomes qui la composent, hydrogène d'un côté, oxygène de l'autre.

Le premier est une matière de base de l'industrie, mais il est aussi un vecteur énergétique de bonne qualité avec une densité de 33 kWh par kilogramme soit un contenu *par unité de poids* 3 fois supérieur à celui du gazole et 2,5 fois à celui du gaz nature. En revanche, avec un pouvoir calorifique supérieur de 3,54 kWh par Nm³, l'hydrogène est plus de 3 fois moins énergétique *par unité de volume* que le gaz naturel (11,04 kWh/Nm³)

Quant au second, il peut facilement trouver des débouchés dans l'industrie (combustion, pétrochimie, soudure haute température, etc.) ou dans le domaine médical, et le cas échéant être relâché dans l'atmosphère sans inconvénient autre qu'une perte de valeur.

La production d'hydrogène par électrolyse constitue la première étape commune à toutes les technologies regroupées sous le concept de « Power-to-Gas » (littéralement « gaz d'électricité »), la méthanation étant une seconde étape optionnelle dont l'intérêt doit être évalué au regard des coûts et des contraintes supplémentaires qu'elle occasionne par rapport aux avantages qu'elle procure.

Le graphique ci-dessous donne une indication des plages de pertinence des différentes technologies de stockage d'électricité disponibles ou en développement. Il montre l'avantage décisif du « Power-to-Gas » pour répondre aux besoins de stockage d'un système électrique intégrant une part significative de sources variables.

⁵ - Voir l'étude publiée par l'ATEE, l'ADEME et la DGIS en novembre 2013 : <http://www.atee.fr/région/actualites/publication-de-l'étude-sur-le-potentiel-de-stockage-d'énergies>

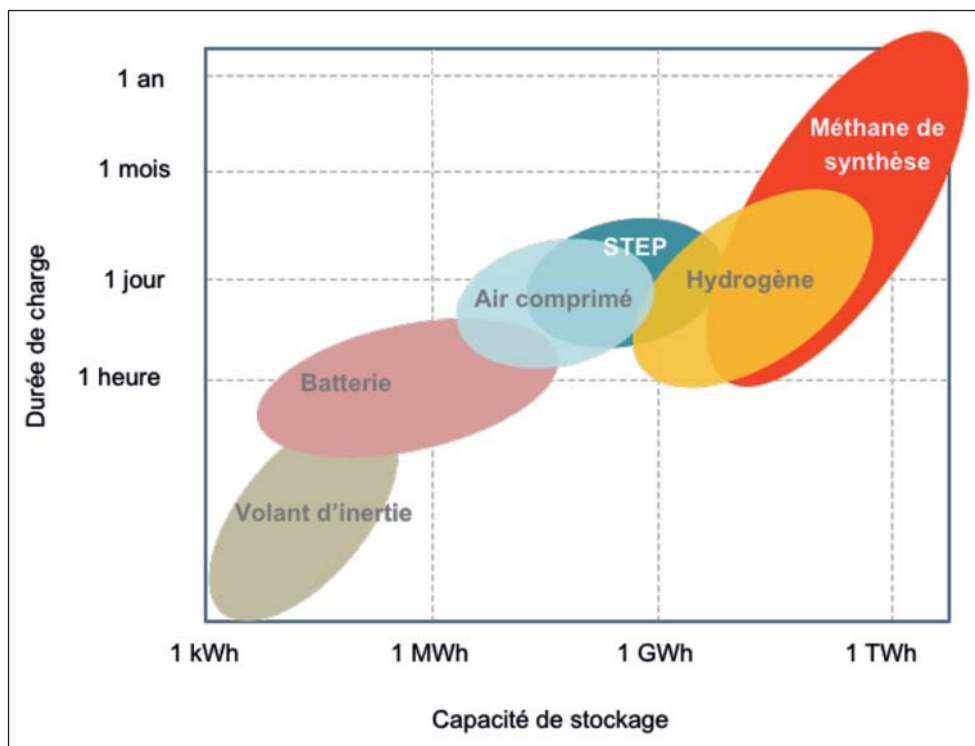


Figure 1 : Domaines respectifs de pertinence des différents moyens de stockage de l'électricité

Intérêt et limites de l'hydrogène.

L'hydrogène, dont on connaît depuis Lavoisier les propriétés fortement explosives, est aujourd'hui utilisé essentiellement dans l'industrie, notamment pour la production d'ammoniac ou de méthanol et le raffinage des produits pétroliers, à raison d'un million de tonnes par an en France (56 millions dans le monde).

La quasi-totalité de cet hydrogène industriel est produit par vapo-reformage (« cracking ») de gaz naturel, c'est-à-dire de méthane d'origine fossile dont les atomes de carbones libérés par la même occasion contribuent directement à l'aggravation des bouleversements climatiques.

Les usages industriels devraient donc constituer un premier débouché évident de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir de sources renouvelables, mais il faudrait pour cela que son coût de production, 3 à 4 fois plus élevé que celui issu du vaporeformage (5 à 30 €/kg d'H₂ suivant le prix de l'électricité pour l'électrolyse contre 1,50 €/kg pour le vaporeformage) puisse être compensé : si la réduction des coûts que l'on peut attendre du développement industriel des différentes technologies peut y contribuer, une taxation des émissions de GES serait très certainement bien plus efficace à court terme – et elle serait bienvenue dans tous les cas.

En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène peut être utilisé principalement de trois manières différentes :

- comme carburant dans des moteurs classiques à combustion interne, avec toutefois un rendement ne pouvant guère dépasser 25 %. C'est une solution qui a tenté certains constructeurs automobiles comme BMW qui, après avoir réalisé des tests dans les années 1970, a lancé en 2006 son modèle « Hydrogen 7 » - mais abandonné sa production dès 2009 ;
- dans des piles à combustible produisant de la chaleur et de l'électricité, pour des usages stationnaires (co-génération avec un rendement pouvant atteindre 50 à 60 %) ou mobiles (véhicules légers et bus, appareils portables)⁶ ;
- en injection jusqu'à une certaine proportion dans le réseau de gaz naturel.

Les deux premières ont en commun d'être confrontées aux contraintes extrêmement fortes qui s'imposent au transport et à la distribution de l'hydrogène pour des raisons de sécurité (risques d'explosion) et à l'obligation d'utiliser, en raison d'une masse volumique très faible de 0,09 kg/m³, des réservoirs à haute pression (350 à 700 bars selon les applications), lourds et encombrants.

Par ailleurs, les technologies de piles à combustible, malgré des débuts encourageants à l'aube des années 1970, peinent à tenir leurs promesses en termes de baisse des coûts, d'allongement de la durée de vie ou de disponibilité des matières pre-

6 - Voir le site de l'AFHYPC www.afhyac.org/fr/

nières comme le platine⁷, et les perspectives de production industrielle à grande échelle semblent encore éloignées malgré les annonces.

Enfin, l'hypothèse du développement de l'hydrogène comme vecteur répondant à une part significative des besoins de mobilité en substitution des produits pétroliers poserait d'emblée, compte tenu des quantités en jeu, la question des sources primaires utilisées pour la production de ce gaz qui n'existe pratiquement pas à l'état naturel dans l'environnement terrestre⁸.

En effet, les excédents d'électricité renouvelable n'apparaîtront pas de manière massive avant 2025, même en Allemagne où la dynamique de développement des renouvelables variables est la plus forte, et les quantités produites ne seront en tout état de cause jamais à la hauteur des besoins.

Même le scénario négaWatt, pourtant très ambitieux sur la réduction de la consommation d'énergie pour la mobilité (225 TWh en 2050 contre 625 en 2010) et sur la production d'hydrogène à partir des excédents disponibles d'électricité renouvelable (72 TWh), ne permet pas d'envisager une substitution significative de l'hydrogène aux produits pétroliers sans recours au vapore-formage de gaz naturel fossile, ce qui ne résout rien en matière de bouleversements climatiques.

Quant à miser sur une technique aussi incertaine et éthiquement critiquable que la séquestration du carbone comme le fait par exemple l'IFP-Énergies Nouvelles⁹, cela apparaît clairement incompatible avec la perspective d'une transition énergétique « soutenable » - en plus d'être hors de prix : qui peut en effet garantir que l'homme est capable de réaliser en quelques décennies à peine ce que la Nature a mis des centaines de millions d'années à faire pour piéger les atomes de carbone dans le sous-sol de la terre ? Et qui est en mesure de couvrir sur des milliers voire des millions d'années le risque que représenterait le retour de ces atomes dans l'atmosphère pour une raison quelconque ?

Dans ces conditions, un basculement vers la « société de l'hydrogène » à laquelle certains veulent croire semble très peu probable voire pas souhaitable, et poserait en tout état de cause de redoutables défis techniques, environnementaux, économiques et organisationnels dont les coûts seraient exorbitants, par exemple pour modifier de fond en comble des pans entiers de l'industrie automobile ou pour construire *ex nihilo* des réseaux de distribution d'hydrogène sécurisés et accessibles au plus grand nombre.

Une telle évolution vers la généralisation de l'hydrogène dans les usages finaux serait d'autant plus incongrue que d'autres débouchés bien plus économes en moyens et beaucoup plus propices à un changement graduel de paradigme énergétique sont d'ores et déjà disponibles, d'abord à travers l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz, puis, dans un deuxième temps et de manière complémentaire, par le développement de la méthanation.

Atouts et contraintes de la méthanation

Le premier grand avantage de la transformation de l'hydrogène en méthane synthétique via la méthanation est de pouvoir s'affranchir des limitations en volume à l'injection dans les réseaux gaziers.

Il existe aujourd'hui dans chaque pays un plafond d'injection d'hydrogène qui figure dans les prescriptions des opérateurs. Celui adopté pour la France (6 % en volume) correspond à la tolérance maximale découlant de la très petite taille des atomes d'hydrogène qui peuvent très facilement s'échapper des cavités salines servant de réservoirs de stockage.

Il ressort des études récentes¹⁰ qu'un seuil maximal de 20 % en volume serait envisageable dans les réseaux de distribution et jusqu'à 50 % dans les réseaux de transport, mais la tolérance beaucoup plus faible de certains appareils de consommation comme les moteurs ou les turbines – autour de 2 % actuellement, pouvant être portée à 5 % – constitue un facteur limitant qui rend impossible en pratique d'atteindre une telle concentration en moyenne.

Le projet GRHYD piloté actuellement par GDF-Suez dans le Nord-Pas-de-Calais dans le cadre des investissements d'avenir¹¹ doit permettre de préciser le seuil acceptable, mais cette contrainte plaide pour le passage à terme au méthane, une option qui donne *ipso facto* accès en toute sécurité et à coût marginal aux énormes capacités des infrastructures de stockage souterrain dont les réseaux gaziers sont obligés de disposer en raison des impératifs de sécurité d'approvisionnement.

Les 130 TWh de capacité de stockage des infrastructures françaises, soit l'équivalent de 3 mois de la consommation actuelle de gaz naturel, sont à comparer aux 0,4 TWh de capacité totale des STEP et à mettre en regard des 46 TWh de gaz issu de méthanation prévus dans le scénario négaWatt, qui prévoit une production totale de 300 TWh par an de méthane renouvelable

7 - Il existerait selon l'ONG SOS-Planète 13 000 tonnes de gisements exploitables, qui seront épuisés en 2064 au rythme actuel de consommation, bien plus rapidement si la demande augmente.

8 - Plusieurs gisements naturels d'H₂ pur ont été découverts depuis les années 1970, tout d'abord sur les dorsales au fond des océans, et plus récemment sur terre et de manière plus diffuse, mais aucun projet d'exploitation n'a encore vu le jour. (IFPEN, 2013).

9 - <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/L-hydrogene>

10 - Étude « Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz », Müller-Syring et al., DVGW, 2013 – non-traduite.

11 - <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Transformer-en-hydrogene-1,30305.html>

auxquels s'ajoute une consommation résiduelle de 40 TWh de gaz naturel contre 500 actuellement, soit une réduction de près de 50 % de la consommation finale de gaz par rapport à aujourd'hui.

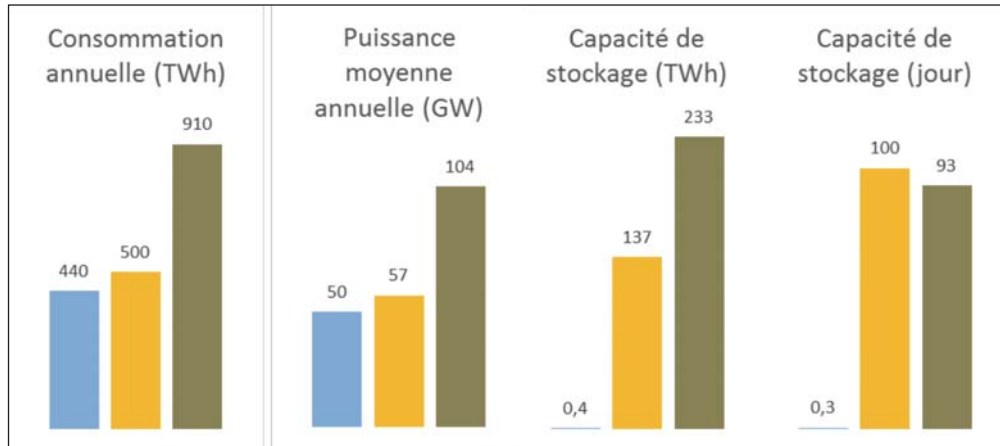


Figure 2 : Comparaison des capacités de stockage respectives d'électricité, de gaz et de produits pétroliers en 2012 en France (source E&E consultants)

À cet avantage d'une capacité inégalable de stockage déjà existante dans la plupart des pays industriels s'ajoute le maillage très conséquent du territoire par les réseaux de transport et de distribution de gaz, notamment en France où plus de 80 % des habitants se trouvent dans une zone de desserte.

Cette capillarité est aujourd'hui un atout majeur pour acheminer le gaz vers les consommateurs, elle le sera tout autant demain pour collecter le méthane renouvelable, dont la majeure partie sera produite par méthanisation et gazéification de biomasse (respectivement 157 et 98 TWh en 2050 dans le scénario négaWatt).

Le méthane offre en outre une bien plus grande flexibilité d'usage que l'hydrogène en matière de chaleur (chauffage des locaux et de l'eau chaude sanitaire, cuisson, chaleur industrielle, etc.), de mobilité (VL et PL), et si besoin de production d'électricité (centrales à cycle combiné et/ou cogénération).

Enfin, les appareils et véhicules adaptés à tous ces usages sont disponibles depuis déjà longtemps sur le marché à prix compétitif et à échelle industrielle, ce qui permet de faire l'économie de bouleversements coûteux et incertains dans l'industrie manufacturière de production des biens d'équipements.

La méthanation, clé de voûte de la transition énergétique ?

On voit bien à la lecture de tout ce qui précède que la méthanation va bien au-delà d'un simple moyen de stockage de l'électricité, usage pour lequel elle présente d'ailleurs un bilan médiocre, non pas tant à cause du rendement global des différentes étapes entre électricité et méthane qui dépasse déjà aujourd'hui 60 % hors récupération de chaleur pour les filières les plus performantes et pourrait atteindre 70 % dès 2030 lorsque son déploiement à grande échelle commencera à être effectif, mais parce que le retour à l'électricité via une turbine ou un moteur à gaz serait soumis aux lois de la thermodynamique et ramènerait ce rendement à un maximum de 40 %, voire moins si l'on tient compte de l'ensemble de la chaîne.

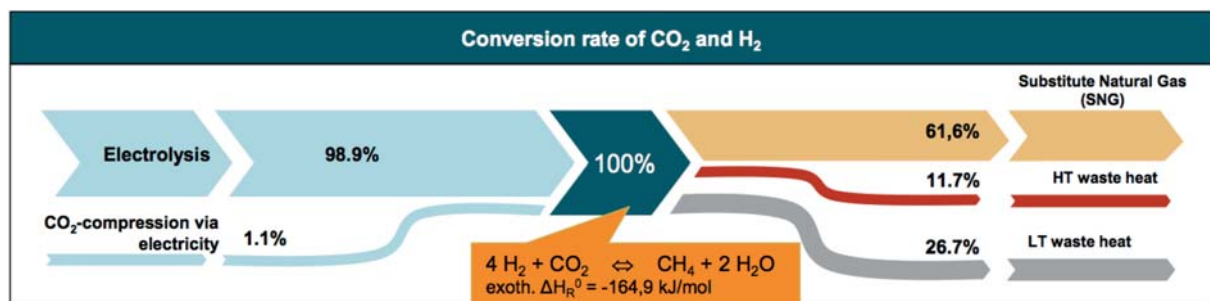


Figure 3 : Rendement énergétique de la méthanation catalytique (source Etogas/ZSW)

C'est la forme gazeuse de l'hydrogène et du méthane qui leur confère, grâce à une flexibilité et une facilité d'usage sans commune mesure, un avantage décisif par rapport aux autres techniques de stockage de l'électricité.

Toutefois, avec un contenu énergétique trois fois supérieur à celui de l'hydrogène gazeux pour un même volume et une même pression, le méthane s'avère être, d'un point de vue pratique autant qu'économique, le vecteur dont les qualités se rapprochent

le plus de celles qui ont fait le succès des produits pétroliers, à travers par exemple la taille et le poids réduits des réservoirs des véhicules.

De fait, la méthanation ne prend tout son sens qu'en s'inscrivant dans une logique systémique faisant une large place au vecteur « gaz renouvelable », tout particulièrement en substitution des produits pétroliers dans les transports pour laquelle il se présente comme un successeur de choix de nos carburants liquides actuels, notamment pour les trajets interurbains et les transports routiers qui resteront en grande partie incontournables malgré tous les efforts de transfert modal et d'optimisation que l'on peut imaginer.

Cette réhabilitation du méthane comme vecteur essentiel de la transition énergétique ne doit évidemment pas faire l'impasse sur les risques qu'il peut faire courir en matière de changements climatiques compte tenu de son « pouvoir de réchauffement global » (PRG), largement sous-estimé dans la comptabilité actuelle des GES au niveau international¹² : son utilisation, y compris dans ses versions renouvelables, doit impérativement se faire dans les meilleures conditions techniques, notamment pour limiter les possibilités de fuite tout au long de la chaîne qui va de la production à la consommation finale.

Le rééquilibrage entre vecteurs énergétiques (électricité, gaz, chaleur) dans une logique de complémentarité et non de concurrence comme c'est le cas actuellement est caractéristique des scénarios à des horizons de temps de moyen terme (2050) qui font l'effort de prendre en compte non seulement l'ensemble des usages de l'énergie, mais aussi l'ensemble des problématiques en termes de ressources primaires, d'impacts environnementaux et de capacité des organisations humaines à s'adapter au nécessaire changement de paradigme.

En ce sens, la méthanation, en contribuant à sa hauteur et en son temps au processus de remplacement progressif dans les infrastructures gazières des molécules de méthane fossile par du méthane renouvelable incarne de manière frappante et éloquente la notion même de « transition énergétique ».

Loin de nécessiter une quelconque « rupture » dont l'attente impatiente tourne bien souvent à l'incantation tout en justifiant l'allocation de crédits de recherche parfois pharamineux à des projets prestigieux sans aucune certitude de succès, la méthanation exploite au contraire des technologies existantes et « sans regret » pour créer le lien à la fois spatial et temporel entre ressources, vecteurs et usages énergétiques qui fait cruellement défaut aujourd'hui.

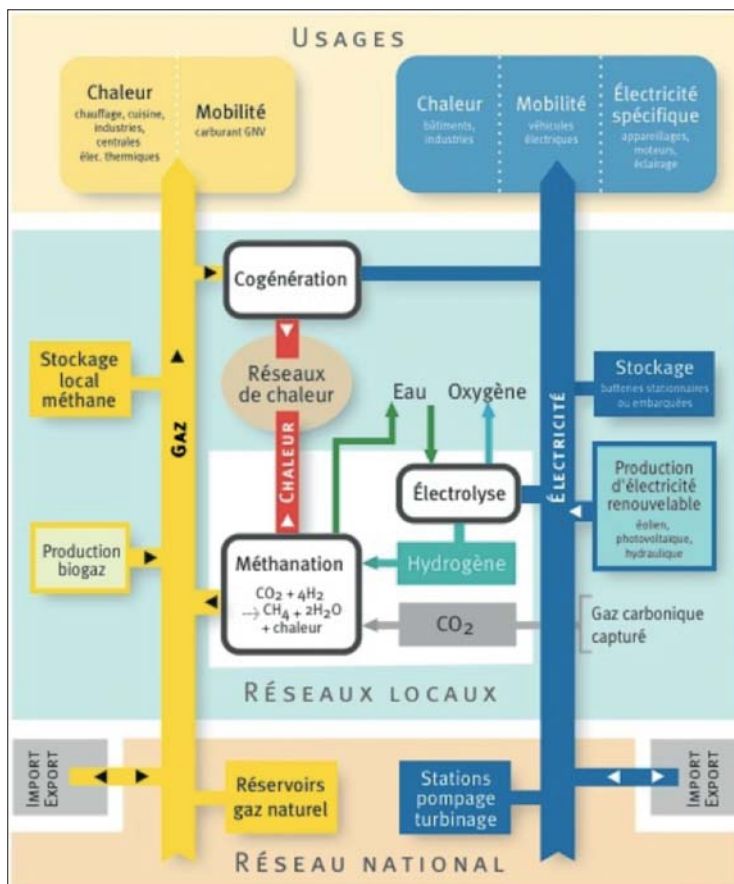


Figure 4: Schéma de principe général du positionnement de la méthanation dans le système énergétique (source négaWatt)

12 - Voir l'article de Benjamin Dessus et Bernard Laponche <http://www.global-chance.org/effet-de-serre-n-oublions-pas-le-methane>.

Étapes à franchir et défis à relever

Mais ce n'est pas pour autant que la méthanation pourrait se développer immédiatement à l'échelle industrielle qui sera nécessaire à terme : si chacune des « briques technologiques » qui la composent est d'ores et déjà connue et maîtrisée à un niveau suffisant pour garantir la faisabilité et la crédibilité de cette option, la plupart nécessitent des adaptations et des optimisations qui doivent faire l'objet de travaux de développement et de démonstration, voire de recherche sur quelques aspects.

En ce qui concerne l'électrolyse, trois filières sont aujourd'hui sur les rangs : alcaline, PEM et SOEC¹³. Chacune dispose d'atouts et de handicaps en termes de maturité, de flexibilité, de rendement, de domaine de pertinence ou de coût, mais il est impossible de dire aujourd'hui si l'une d'elle prendra définitivement le pas sur les autres ni laquelle, ou si au contraire elles pourront cohabiter durablement.

De même il existe deux voies possibles de méthanation :

- La voie « catalytique », la plus classique, utilise un élément catalyseur pour déclencher la réaction entre l'hydrogène et le dioxyde de carbone, généralement du nickel. Exothermique, elle dégage une quantité relativement importante de chaleur à haute température (200 à 300 °C) valorisable pour des usages industriels, ce qui est un atout économique et fonctionne déjà dans des démonstrateurs de taille industrielle, notamment en Allemagne avec par exemple l'installation de 6 MW de puissance d'électrolyse développée par Audi en collaboration avec Etogas, le pionnier de la méthanation basé à Stuttgart, qui permet d'alimenter une flotte de 1 200 Audi A3 roulant 20 000 km/an.
- La voie « biologique » dans laquelle la réaction de méthanation est entretenue par des microorganismes spécifiques, dégage la même quantité de chaleur mais à basse température (35 à 65 °C), donc moins facilement valorisable. Aujourd'hui à un stade d'expérimentation notamment dans un centre de recherche dépendant du ministère danois de l'agriculture, elle a été initialement développée pour convertir directement le CO₂ contenu dans le biogaz et s'affranchir ainsi des étapes de purification de ce dernier. Très prometteuse puisqu'elle devrait *a priori* permettre de réduire les coûts en mutualisant une partie des process et en créant ainsi une véritable synergie entre *méthanisation* et *méthanation*, elle doit toutefois encore franchir un certain nombre d'étapes pour faire la preuve de sa viabilité technique et économique.

La question des différentes sources de CO₂ et de leur pertinence respective est elle aussi encore largement ouverte. On en distingue trois catégories principales : captage dans l'air, transformation de matières organiques (dont la méthanisation et la gazéification de biomasse) et industrie (dont la combustion pour la production de chaleur¹⁴ et les procédés).

Plusieurs technologies sont disponibles pour chacune de ces sources, avec des avantages et inconvénients et des degrés de maturité très différents, mais la valorisation du « CO₂ organique » qui se caractérise par une véritable synergie avec les autres filières de production de méthane renouvelable est particulièrement séduisante.

Dans tous les cas, la nature, la quantité et la disponibilité de sources de CO₂ seront, des paramètres déterminants de la localisation, de la taille et du mode d'exploitation des unités de méthanation, après toutefois la capacité locale d'injection dans le réseau qui dépend notamment de la consommation de gaz en été – un facteur aujourd'hui limitant du fait que le gaz naturel est principalement destiné au chauffage des bâtiments mais qui pourrait l'être de moins en moins si l'usage mobilité du méthane se développe.

D'autres questions encore plus spécifiques comme les niveaux de pression de fonctionnement et d'injection, le besoin de stockage-tampon ou le mode de valorisation de la chaleur et de l'oxygène sont également à prendre en compte pour établir les bilans globaux, énergétiques, environnementaux et économiques des nombreuses solutions offertes par la combinatoire des options multiples de chaque brique.

Les réponses éventuellement diverses à toutes ces problématiques conditionneront les performances intrinsèques de la méthanation en tant que procédé industriel et influenceront bien entendu sur les coûts et la compétitivité des différentes solutions possibles.

L'état de l'art actuel et les projections réalistes à des horizons de temps pertinents laissent penser que la viabilité économique du Power-to-Gas à moyen terme n'est pas hors de portée. Le coût actuel de production de l'hydrogène, environ 100 €/MWh, se situe d'ores et déjà dans la fourchette de celui du biogaz (45 à 125 €/MWh) tout en étant trois fois plus élevé que le prix de gros du gaz naturel fossile.

Estimé par l'AIE à 34 €/MWh en 2030, l'hydrogène resterait encore à cet horizon deux fois plus coûteux que le gaz naturel contre trois à quatre fois pour le méthane de synthèse, en fonction notamment de la valorisation des coproduits.

Ce surcoût par rapport au gaz naturel devrait se réduire en 2050 à 70 % pour l'hydrogène, celui du méthane se situant autour d'un facteur 2,5 à 3.

13 - Respectivement « Proton Exchange Membrane » et « Solid Oxide Electrolyser Cells » : il s'agit de technologies dérivées des piles à combustible.

14 - Les centrales thermiques électriques même en cogénération sont exclues *a priori* puisqu'il serait absurde de les faire fonctionner en période d'excédents de production d'électricité renouvelable.

Dans ces conditions, le niveau de la taxe carbone de 90 €/tonne de CO₂ retenu par l'AIE dans son scénario « 450 ppm » suffirait à compenser le surcoût de l'hydrogène, le méthane nécessitant une taxe de 220 à 330 € pour le même résultat.

Ainsi, au-delà des coûts directs de production, c'est le modèle économique sous-jacent qui déterminera le rôle que la méthanation sera amenée à jouer à l'avenir, avec comme éléments déterminants le prix et les conditions auxquels les excédents d'électricité seront accessibles ainsi que le mode de valorisation de l'hydrogène et/ou du méthane produits, mais aussi la fiscalité hors-carbone qui lui sera appliquée.

Poser la question du modèle futur de rémunération de la méthanation conduit donc inéluctablement à poser celle de son statut vis-à-vis des systèmes électrique et gazier, avec comme interrogation centrale son appartenance à l'un ou à l'autre des deux grandes sphères qui les composent : le secteur marchand et le secteur régulé.

En clair : la méthanation s'inscrit-elle, dans une pure logique de marché, en compétition avec d'autres débouchés possibles des excédents d'électricité renouvelable, et est-elle dans ce cas capable de trouver un modèle économique suffisamment robuste pour se développer et se pérenniser ?

Ou bien fait-elle intrinsèquement partie des moyens d'équilibrage qui doivent, pour des raisons de sécurité et de sûreté, rester sous le contrôle permanent de la collectivité via les gestionnaires des biens communs que sont les réseaux de transport et de distribution d'énergie, même si la construction et l'exploitation des équipements peuvent être confiées à des opérateurs privés ?

La réponse semble évidente dès lors que la méthanation s'inscrit dans une vision de long terme d'une transition énergétique soutenable dont elle constitue l'une des clés : les services qu'elle peut rendre à une authentique transition énergétique soutenable méritent d'être payés à leur juste valeur dans le cadre d'un nouveau type de régulation du marché cohérente avec les objectifs.

Dans un contexte de désorganisation totale des marchés de l'énergie qui conduit aux aberrations que nous connaissons actuellement, la nécessité de son avènement ne fait ainsi que renforcer la nécessité d'une profonde réorganisation de ces derniers autour d'une redéfinition des secteurs marchands et régulés et des modes de régulations qui vont avec¹⁵.

Ouvrir sereinement le débat pour bien préparer l'avenir

En conclusion, la méthanation apparaît clairement comme une solution particulièrement intéressante pour répondre aux besoins d'équilibrage d'un système électrique dominé par les sources renouvelables variables, mais elle n'a de sens que si elle s'inscrit dans une logique systémique d'évolution de l'ensemble de notre système énergétique vers des solutions soutenables et d'optimisation de l'usage des différents vecteurs dans leurs domaines respectifs de pertinence.

Les nombreuses options disponibles au sein de chacune des briques technologiques qui composent la filière, ainsi que les différentes combinaisons entre ces briques, laissent encore largement ouvert le champ des possibles.

Ce sont les résultats du foisonnement actuel de travaux de R&D et de démonstration qui permettront de resserrer cet éventail et de faire les choix les plus pertinents pour que le déploiement à grande échelle de la méthanation se fasse dans les meilleures conditions lorsque cela deviendra un besoin opérationnel, d'ici une dizaine ou une quinzaine d'années.

Si l'on veut que les opérateurs industriels soient au rendez-vous avec les meilleures solutions d'un point de vue technique et économique, il est bien sûr nécessaire de stimuler leurs efforts de développement à travers des appels à projets comme l'Union européenne et l'ADEME ont commencé à le faire.

Mais il est essentiel de leur donner dans un avenir aussi proche que possible un minimum de visibilité quant à l'intégration future de l'hydrogène et de la méthanation dans un système énergétique soutenable fondé sur un rééquilibrage intelligent du rôle et de la place des différents vecteurs.

Tous les éléments d'un débat rationnel et dépassionné sont aujourd'hui sur la table, y compris une évaluation relativement précise des marges d'incertitudes qui peuvent subsister.

Hormis le tabou d'une réduction réelle de la part du nucléaire dans le mix électrique au profit des énergies renouvelables et la résistance des tenants du statu quo, on voit mal ce qui pourrait s'opposer à ce que ce débat s'ouvre rapidement dans la plus grande transparence, notamment au sein des instances officielles chargées d'éclairer et de conseiller les décideurs politiques.

15 - Voir à ce sujet l'excellent article « Le marché électrique européen face à la transition énergétique : apprendre du présent pour mieux préparer l'avenir » d'Andreas Rüdinger dans le n° 35 des Cahiers de Global Chance consacré aux questions et débats autour de la transition énergétique (juin 2014).

Quelles justifications pour un développement massif du véhicule électrique en France ?

Benjamin Dessus

Introduction

En présentant les mesures de son projet de loi sur la transition énergétique concernant les transports le 18 juin dernier, mesures confirmées par le texte de loi sur la transition énergétique actuellement en discussion au parlement¹, Ségolène Royal a insisté sur celles qu'elle comptait mettre en œuvre pour permettre un développement très ambitieux du véhicule électrique : faire passer le bonus écologique déjà important qui s'applique à ce véhicule de 6300 euros à 10000 euros si le nouveau véhicule remplace un véhicule diesel et développer un réseau de sept millions de bornes de recharge de ces véhicules d'ici 2030. C'est dire l'importance que la ministre semble accorder à une pénétration massive du véhicule électrique dans notre pays pour répondre aux exigences de la transition énergétique et aux questions sanitaires soulevées par le parc diesel actuel. Bien que l'objectif en nombre de véhicules électriques en 2030 ne soit pas indiqué, on imagine bien que l'édification d'un réseau de sept millions de bornes ne se justifierait pas si le nombre de véhicules utilisateurs n'atteignait pas des valeurs du même ordre, voire supérieures. C'est donc une part importante du parc français, de 25 à 30 %, qui devrait passer à l'électricité d'ici 2030.

Les justifications principales généralement évoquées à ce développement sont principalement la réduction de notre dépendance pétrolière, la réduction des pollutions particulières, des pollutions sonores et des émissions de gaz à effet de serre.

Un tel développement sur le territoire national entraîne une série de questions que nous nous proposons d'aborder dans cet article et qui concernent le véhicule lui-même, les infrastructures spécifiques qui lui sont indispensables et la gestion de la production et de la distribution d'électricité qu'entraîne l'usage d'un parc de cette ampleur. Ces questions concernent plusieurs aspects :

- Les ressources énergétiques et minérales (indépendance énergétique, économies d'énergies fossiles, minéraux rares).
- L'environnement et la santé (effet de serre, pollution atmosphérique, pollution sonore).
- L'économie (coût pour la collectivité, pour les ménages, pour les finances publiques).
- Les conditions d'accès à la mobilité.

¹ - *Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.*

Le véhicule électrique

Un véhicule électrique est entraîné par un moteur électrique lui-même alimenté par des batteries embarquées lui conférant actuellement une autonomie de l'ordre de 100 à 150 km. Les bonnes performances des moteurs électriques, la diminution des pertes de frottement que permettent les transmissions électriques en lieu et place des transmissions mécaniques et la capacité des batteries à récupérer l'énergie de freinage en font un véhicule performant. Les véhicules particuliers actuels d'entrée de gamme consomment de 12 à 20 kWh au 100 km².

Bien entendu la consommation d'énergie primaire aux 100 km du véhicule est nettement supérieure à ces chiffres car la production d'électricité, son transport et sa distribution entraînent des pertes importantes. En France par exemple il faut en moyenne, avec le parc actuel, plus de 3 kWh d'énergie primaire pour distribuer 1 kWh à l'utilisateur. La consommation d'énergie primaire d'un petit véhicule électrique se situe donc en moyenne en France

entre 38 et 63 kWh/100 km, soit l'équivalent de 3,6 à 6,1 litres aux cent km d'essence, du même ordre de grandeur que celle des voitures thermiques de même gamme.

Les émissions de gaz à effet de serre associées au fonctionnement d'un véhicule électrique alimenté par le réseau d'électricité nationale sont très faibles en moyenne annuelle, de l'ordre de 16 à 22 g eq CO₂/km², bien inférieures à celles d'un véhicule thermique équivalent qui se situent autour de 120 g/km. Ces excellentes performances d'émission peuvent pourtant se dégrader considérablement en période de pointe hivernale où RTE est amené à solliciter des centrales à charbon ou à gaz françaises ou étrangères.

** Compte tenu des pertes de recharge de la batterie et des fonctions accessoires du véhicule tel que le chauffage et l'éclairage.*

*** Le contenu moyen en eq CO₂ de l'électricité en France est de 110 g/kWh mais peut atteindre en pointe 600 à 700 g/kWh en période de pointe d'hiver.*

1 - L'analyse du cycle de vie du véhicule électrique

Les analyses de cycle de vie (ACV) dont on dispose permettent d'instruire les questions concernant les consommations énergétiques et l'environnement. En particulier on dispose, grâce à l'Ademe, d'une ACV comparative de véhicules électriques et thermiques (diésel et essence) récente (2012) pour la France et l'Allemagne² dont les principaux résultats apparaissent ci-dessous.

Les principaux paramètres choisis pour l'étude ACV de l'Ademe

- Assemblage des véhicules électriques et thermiques en France, fabrication de la batterie en France, batterie Li-Ion Nickel Manganèse Cobalt (Li-Ion NMC) de 24 kWh,
- Consommations et émissions d'usage des véhicules thermiques mesurées sur le cycle de conduite normalisé européen NEDC.
- Utilisation dans chacun des pays du véhicule électrique avec le mix électrique moyen du pays.
- Durée de vie de la batterie identique à la durée de vie du véhicule (150 000 km sur 10 ans).
- Facteur d'émission de gaz à effet de serre de l'électricité en 2012 pour la France de 110 g eq CO₂/kWh et de 623 g eq CO₂/kWh pour l'Allemagne.

1.1 - Consommation d'énergie primaire totale

Pour aborder la question de la ponction effectuée sur les ressources énergétiques, il est indispensable d'effectuer une analyse complète des dépenses énergétiques primaires effectuées à la production, à l'usage et en fin de vie des différents véhicules. C'est l'objet de la figure 1.

² - Niels Warburg et al. *Élaboration selon le principe des ACV des bilans énergétiques des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières électriques et de véhicules thermiques. Ademe 2013.*

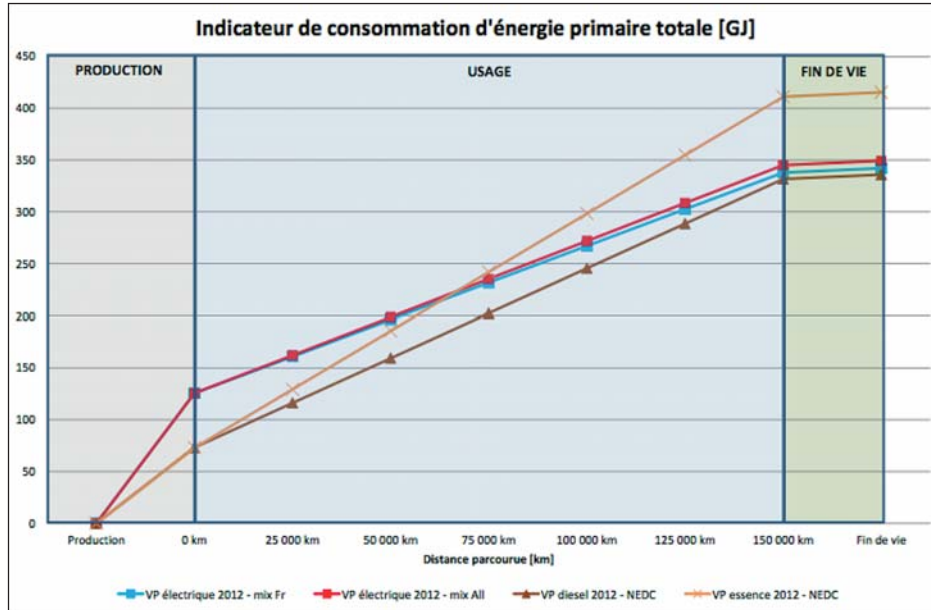


Fig 1 : Consommation d'énergie primaire totale des véhicules électriques français et allemand et des véhicules thermiques essence et diesel de même catégorie en 2012.

Source : Étude ACV Ademe

Ce graphique indique les dépenses d'énergie primaire à consentir dans les différents cas.

La fabrication d'un véhicule électrique entraîne une consommation d'énergie primaire nettement plus élevée (125 GJ, 3 tep³) que celle d'un véhicule thermique équivalent (75 GJ, 1,8 tep). Cette consommation élevée est due à la fabrication de la batterie. Par contre les consommations d'usage du véhicule électrique sont dans tous les cas inférieures à celles des véhicules thermiques :

- Véhicule électrique : 5,3 tep pour 150 000 km (35 gep/km).
- Véhicule diesel : 6,1 tep pour 150 000 km (41 gep/km).
- Véhicule essence : 8,2 tep pour 150 000 km (55 gep/km).

Globalement, le véhicule électrique et le véhicule diesel affichent des consommations totales très voisines en France et en Allemagne pour 150 000 km et le véhicule essence une consommation supérieure de plus de 20 %.

Par contre les énergies primaires en cause se répartissent selon le tableau suivant :

Tep	Carburant pétrolier	combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole)	Uranium	Renouvelables
Véhicule électrique	ε*	3,5	4,6	0,2
Véhicule diesel	6,1	1,8	ε	ε
Véhicule essence	8,2	1,8	ε	ε

Tableau 1 : Consommation d'énergie primaire par source des différents véhicules

* La notation ε est ici employée pour désigner des quantités proches de zéro

Enfin, la chronologie des dépenses énergétiques est très différente. Le véhicule électrique se distingue par des dépenses énergétiques initiales 65 % plus élevées (à majorité fossiles) et des dépenses d'usage 16 à 34 % plus faibles que les véhicules thermiques.

1.2 - Indépendance énergétique

Le tableau 1 donne les indications nécessaires pour traiter de cette question.

Dans tous les cas, la construction et l'usage des différents véhicules reste presque totalement tributaire de ressources primaires importées :

- Pour le véhicule électrique : 3,5 tep de ressources fossiles et 4,6 tep d'uranium importés.
- Pour le véhicule diesel : 7,9 tep de ressources fossiles importées.
- Pour le véhicule essence : 10 tep de ressources fossiles importées.

3 - 1tep = 42 Gjoules.

Si l'on borne l'analyse aux ressources fossiles importées (comme c'est la pratique non justifiée en France puisque tout l'uranium est importé) la substitution d'un véhicule électrique à un véhicule diesel engendre une économie d'importation de 4,4 tep au cours de sa vie et la substitution à un véhicule essence une économie d'importation de 6,5 tep.

1.3 - Ponctions de matières premières minérales

Les véhicules électriques et thermiques présentent des consommations d'acier, d'aluminium et de plastiques du même ordre. Par contre les deux types de véhicule se distinguent principalement par la présence dans le véhicule électrique de quantités importantes de lithium.

Le BRGM estime les ressources totales de lithium à 36 millions de tonnes⁴, dont près de 10 millions au Chili. La production en 2012 était de 28 000 tonnes dont 22 % pour les batteries et piles. La consommation de lithium par voiture varie de 4,5 à 12 kg selon les technologies de batteries⁵.

Les producteurs majeurs de lithium ont tous annoncé des augmentations prochaines de capacité de production. Si on additionnait ces accroissements de capacité et démarrages de production plus ou moins prévus ou annoncés, on arriverait à une perspective de production de plus de 100 kt de Li contenu en 2020, ce qui dépasserait de loin la consommation envisagée en 2020. Ainsi, même si divers projets prennent du retard ou sont annulés, il ne devrait pas y avoir globalement d'insuffisance de production pour faire face à la demande croissante dans les années à venir. Il semble donc que, même avec une forte croissance de la demande en lithium tirée par les batteries, elles-mêmes tirées par le développement attendu des véhicules électriques, les ressources identifiées seraient suffisantes pour permettre un approvisionnement du marché pour plusieurs décennies, et les capacités de production en projet sont plus que suffisantes, au-delà de 2020. Il pourrait néanmoins se produire des pénuries momentanées de lithium en cas de développement très rapide des véhicules électriques dans le monde.

Signalons enfin que la filière de recyclage du lithium des piles et batteries se met désormais en place progressivement. Certains procédés sont encore du domaine de la R&D. La société française Récupyl et la société californienne Toxco commencent à produire du lithium recyclé à partir des batteries et piles. Récupyl annonce au stade pilote une récupération de 98 % du lithium contenu avec son procédé hydrométallurgique breveté.

1.4 - Émissions de gaz à effet de serre

La figure 2 ci-dessous fait apparaître les émissions totales de gaz à effet de serre des différents véhicules sur l'ensemble de leur durée de vie.

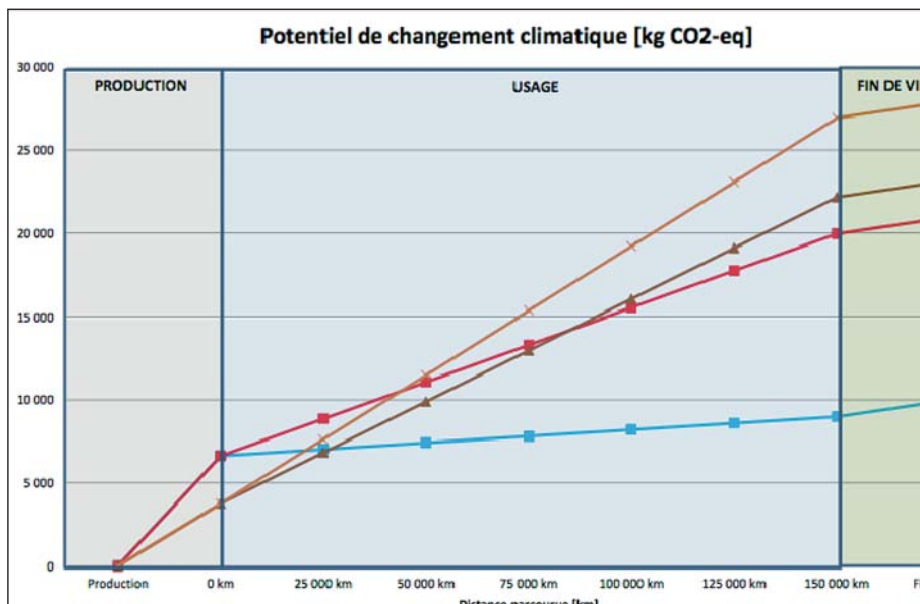


Figure 2 : Émissions totales des véhicules électriques et thermiques en France et en Allemagne au cours de leur durée de vie (150 000 km).

Source : Étude ACV Ademe

On voit sur ce graphique se différencier très nettement les émissions d'un véhicule électrique construit en France mais utilisé en Allemagne et celles d'un véhicule également construit en France mais utilisé en France : alors que celui utilisé en France

4 - Panorama 2011 du marché du lithium Rapport public BRGM/RP-61340-FR, juillet 2012.

5 - Gains L. et Nelson P. (2010) - Lithium-Ion Battery : Possible Materials Issues, Argonne National Laboratory, Argonne IL. Soit environ 40 000 tonnes pour les 6 à 7 millions de voitures présentes en 2030 dans le parc français de véhicules.

n'émet que 10 tonnes d'eq CO₂⁶ pour 150 000 km, soit 66 geq CO₂/km, celui utilisé en Allemagne en émet 21 tonnes soit 140 geq/km, à peine moins que le véhicule diesel (153 geq/km). C'est évidemment la conséquence des différences de composition actuelle des parcs électriques français et allemands.

La politique de transition énergétique mise en place en Allemagne (économies d'énergie, sortie du nucléaire, renouvelables) devrait cependant permettre une réduction des émissions de gaz à effet de serre du mix électrique d'ici 2030 et donc une réduction des émissions des véhicules électriques utilisés en Allemagne.

On notera enfin qu'en 2012 la fabrication représentait à elle seule 74 % et 7,4 teq CO₂ des émissions du véhicule électrique utilisé en France (fig 3) alors que cette fabrication n'intervenait que pour 38 % et 3,5 teq CO₂ pour le véhicule diesel.

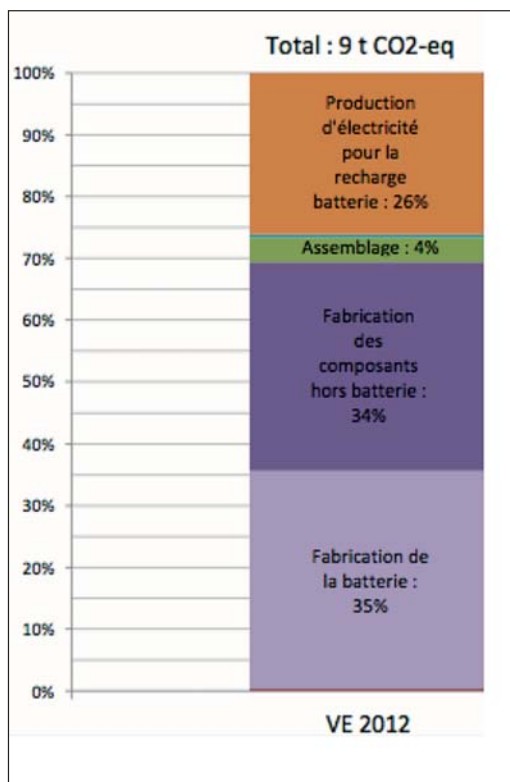


Figure 3 : Contribution des étapes du cycle de vie d'un véhicule électrique en France aux émissions de CO₂

Source : Étude ACV Ademe

Les émissions initiales de CO₂ liées à la construction du véhicule électrique sont donc deux fois plus élevées que celle d'un véhicule à moteur thermique, mais les émissions d'usage sont respectivement onze fois et huit fois inférieures à celles du diesel en France et en Allemagne : 11 g/km contre 123 g/km en France et 84 g/km en Allemagne.

Les meilleures performances globales du véhicule électrique sur l'ensemble de son cycle de vie se payent donc d'émissions initiales deux fois plus élevées que celles d'un véhicule thermique. La durée de vie du véhicule et celle de sa batterie sont donc des paramètres beaucoup plus importants que pour les véhicules thermiques en termes d'émissions de CO₂. Jusqu'à 25 000 km d'utilisation, même en France, le véhicule électrique ne présente pas d'avantage d'émissions de gaz à effet de serre par rapport au diesel.

Dans ces conditions, un remplacement des batteries durant la vie de la voiture avant 150 000 km viendrait grever de façon importante son bilan carbone.

L'ensemble de ces considérations vient fortement nuancer l'opinion généralement admise selon laquelle le véhicule électrique utilisé en France, dans un parc électrique dominé par le nucléaire, n'est responsable que d'émissions parfaitement négligeables. Dans le meilleur des cas, le véhicule électrique permet de diviser par 2,1 les émissions d'équivalent CO₂ de 140 g à 66 g/km pour le diesel et d'un facteur 2,8 pour l'essence. Cela à condition que les 150 000 km pris comme base pour l'usage de la voiture soient effectués sans qu'il ne soit pas nécessaire de changer les batteries, ce qui n'est pas aujourd'hui acquis⁷.

1.5 - Potentiel d'acidification

L'indicateur d'acidification atmosphérique représente l'augmentation de la teneur en substances acidifiantes dans la basse atmosphère, à l'origine des « pluies acides » qui peuvent se traduire par exemple par une perte d'éléments minéraux nutritifs pour les arbres et la végétation. Les substances participant à ce phénomène sont, entre autres : SO₂, NO_x, NH₃, HCl, HF.

La production d'électricité au charbon et surtout la fabrication de la batterie présentent les contributions principales à cet indicateur. Les émissions de SO₂ pendant la phase d'extraction des métaux nécessaires à l'élaboration de la batterie sont en effet importantes. La source principale de SO₂ vient de la production du cobalt et du nickel utilisés dans la masse active de la batterie. Pour les véhicules thermiques, le potentiel d'acidification vient principalement des émissions de raffinerie (SO₂ et NO_x) et des émissions de NO_x en phase d'usage. Les véhicules diesel émettent plus de NO_x que les véhicules essence.

6 - Dont une tonne en fin de vie.

7 - La garantie constructeur des batteries des véhicules électriques est généralement de 5 ans.

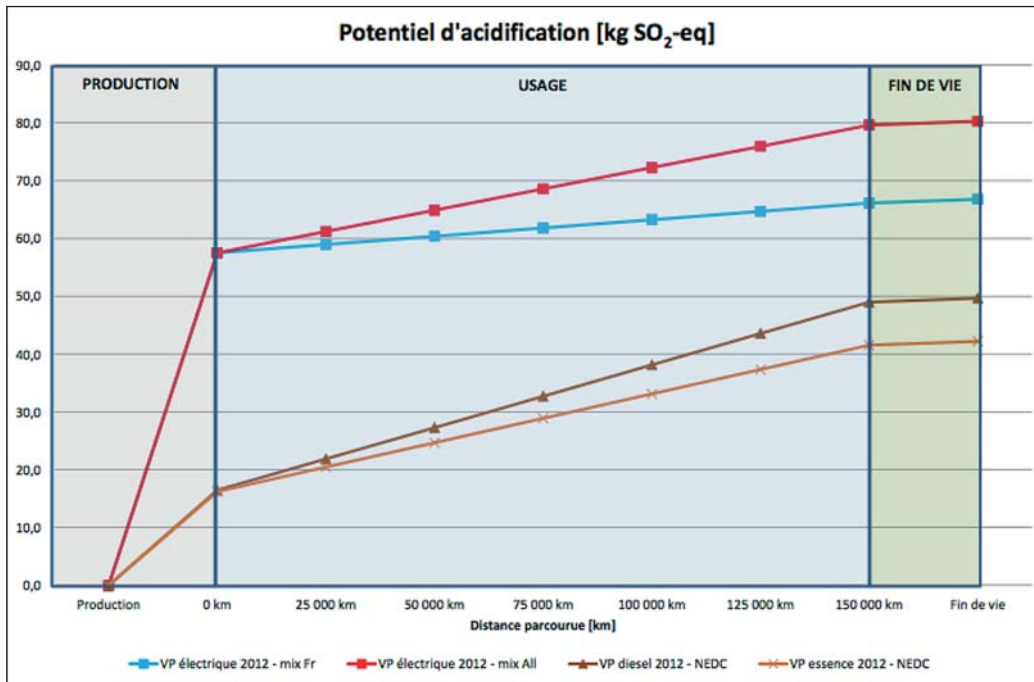


Figure 4 : Potentiel d'acidification des véhicules électriques et thermiques en France et en Allemagne au cours de leur durée de vie (150 000 km).

Source : Étude ACV Ademe

Dans tous les cas, le potentiel d'acidification du véhicule électrique est très nettement supérieur à celui des véhicules thermiques.

1.6 - Potentiel d'eutrophisation de l'eau

Le degré d'eutrophisation décrit l'état d'un milieu terrestre ou aquatique ou d'un agroenvironnement où des êtres vivants sont exposés à un « excès » chronique de nutriments.

Pour le potentiel d'eutrophisation de l'eau, en partie lié aux émissions de NO_x, le véhicule électrique présente un avantage important par rapport au véhicule diesel : son potentiel d'eutrophisation en France est deux fois inférieur. Le gain est moins significatif pour le véhicule essence (15 %). Pour le véhicule électrique, les émissions de NO_x sont dues à l'extraction des métaux nécessaires à la fabrication de la batterie. Le véhicule diesel a un potentiel d'eutrophisation plus élevé que le véhicule essence en raison de ses émissions de NO_x plus importantes en phase d'usage.

1.7 - Potentiel de pollution atmosphérique locale : NO_x et particules

Le parc automobile français est un responsable important des pollutions atmosphériques locales, en particulier en ville (CO, NO_x, COV, particules fines).

Dans un premier temps nous allons nous intéresser aux pollutions atmosphériques locales, en ville par exemple, liées par conséquent au seul usage des véhicules thermiques ou électriques. Nous compléterons cette analyse par celle des pollutions atmosphériques engendrées par la fabrication des véhicules, pollutions qui ne s'ajoutent pas aux premières du point de vue local, mais contribuent à la pollution atmosphérique globale.

1.7.1 - Pollution particulaire locale d'usage des véhicules

Le véhicule électrique n'est source d'aucune pollution particulaire locale au cours de son usage⁸, au contraire des véhicules essence et diesel (CO, Nox, COV pour l'essence et le diesel, particules fines pour le diesel). C'est évidemment un avantage important de ce type de véhicule pour la qualité de l'air dans les agglomérations.

En ce qui concerne les particules fines qui font aujourd'hui l'objet d'une attention particulière du fait de leur impact sur la santé, on constate de très grosses différences de performance entre les émissions des moteurs à essence et des moteurs diesel, tout au moins quand ces derniers ne disposent pas de filtres à particules (tableau 2). Il est difficile de donner un tableau précis du nombre et des masses de particules émises au km par les différents véhicules tant les valeurs dépendent de la façon dont ils sont utilisés. On voit néanmoins sur le tableau ci-dessous que le nombre de particules microniques émises par km par un diesel

8 - A l'exception des pollutions particulaires d'usure des pneus qui sont communes à tous les véhicules.

non équipé de filtre à particules est au moins 100 fois plus important que pour un véhicule à essence et leur masse au moins 10 fois plus importante.

Type de moteur	Particules (nombre/km)	Particules (masse/km) (mg/km)
Diesel	5×10^{13} - $7,5 \times 10^{13}$	20 - 40
Diesel avec FAP	2×10^{11} - $7,5 \times 10^{11}$	0,5-1,6
Essence classique	1×10^{11} - $9,5 \times 10^{11}$	0,5-4,8

Tableau 2 : Émissions moyennes de particules de différents types de moteurs

Source⁹ pour les premiers chiffres et¹⁰ pour les seconds de chaque colonne

Mais on voit aussi sur ce tableau que les véhicules diesel équipés de filtres à particules affichent des performances du même ordre que celles des véhicules à essence en réduisant le nombre de particules d'un facteur au moins 100 et leur masse d'un facteur de l'ordre de 30.

D'autre part la norme Euro 6 qui s'imposera dans la Communauté européenne en 2015 fixe respectivement à 6×10^{11} /km et 610^{12} /km le nombre de particules fines émises par les véhicules diesel et essence¹¹.

Par contre le véhicule électrique ne produit aucune émission de particules hormis celles liées à l'usure des pneus sur les routes (comme pour les véhicules thermiques).

Le tableau 2 montre cependant que l'efficacité des filtres à particules relativise l'intérêt d'une forte pénétration de véhicules électriques (à zéro émission locale) comme solution aux émissions de particules comme le montre le calcul ci-dessous.

Diviser par deux la pollution particulaire de 1 000 voitures ?

Soit un parc de 1 000 voitures composé de 700 voitures Diesel non équipés de FAP et de 300 voitures essence.

L'objectif retenu est de diviser par deux la pollution particulaire. Le nombre initial de particules/km du parc et le poids initial total de particules/km sont respectivement de $700 \times 5 \times 10^{13} + 3000 \times 10^{11} = 35,03 \times 10^{13}$ particules/km et $700 \times 20 + 300 \times 0,5 = 14150$ mg/km. L'objectif à atteindre (une division par deux) est de 17×10^{13} particules/km et 7075 mg/km.

On constate que les deux objectifs peuvent être simultanément et indifféremment atteints par la substitution au parc ancien Diesel de 354 voitures électriques ou de 363 véhicules Diesel modernes équipées de FAP ou de véhicules essence.

1.7.2 - Émissions locales de NOx liées à l'usage des véhicules.

Les véhicules diesel du parc existant sont des émetteurs beaucoup plus importants de NOx que les véhicules à essence (>500 mg/km contre moins de 150 mg/km) et à fortiori que les véhicules électriques dont les émissions à l'usage, très faibles (<20 mg/km), proviennent de la production d'électricité. Les véhicules électriques présentent donc un avantage évident de ce point de vue.

Cependant les normes Euro 6 de la Communauté européenne qui s'imposent depuis début 2014 fixent aux véhicules diesel des émissions de NOx inférieures à 80 mg/km et aux véhicules à essence des émissions de NOx inférieures à 60 mg/km. Le même type de calcul que celui fait pour la pollution particulaire montre que la réduction d'un facteur deux des émissions de NOx d'un parc de 1 000 voitures peut être obtenu par le remplacement de quantités très voisines de voitures diesel du parc existant par des véhicules électriques ou par des voitures diesel aux normes Euro 6 (voir ci-dessous).

Diviser par deux les émissions NOx d'un parc de 1 000 voitures ?

Soit un parc existant de 1 000 voitures composé de 700 voitures diesel et de 300 voitures essence.

Les émissions actuelles de ce parc sont de l'ordre 300×150 mg/km + 700×500 mg/km = 395 g/km.

L'objectif est de les réduire de 198 g/km. Ce résultat peut être obtenu indifféremment en remplaçant 470 véhicules diesel du parc par des diesel aux normes Euro 6 ou 396 diesels par des véhicules électriques.

9 - Jon Andersson Barouch Giechaskiel, Rafael Muñoz-Buena, Emma Sandbach, Panagiota Dilara - Particle Measurement Programme (PMP) Light-duty Inter-laboratory Correlation Exercise (ILCE_LD) Final Report [archive] - Institute for Environment and Sustainability, Centre commun de recherche - juin 2007.

10 - Dr Martin Rexeis/S. Hausberger/J. Kühlwein/R. Luz Update of Emission Factors for EURO 5 and EURO 6 vehicles for the HBEFA Version 3.2 ». Report No. I-31/2013/Rex EM-I 2011/20/679 from 06.12.2013.

11 - Les véhicules à essence seront soumis à la même contrainte de 6×10^{11} particules/km à partir de 2017.

1.7.3 - Pollution atmosphérique associée à la fabrication des véhicules.

L'étude ACV de l'Ademe apporte des éléments d'information sur cette question. Les résultats de l'étude pour les NOx et les particules fines, effectuée pour un scénario 2020 en France apparaissent dans le tableau ci-dessous :

Emissions de NOx mg/km	Production	Batterie	Carburant ou Electricité	Total hors usage
Véhicule diesel	60	0	40	100
Véhicule essence	60	0	50	90
Véhicule électrique	50	50	20	120
Masse de particules mg/km				
Véhicule diesel	10	0	0	10
Véhicule essence	10	0	0	10
Véhicule électrique	10	10	0	20

Tableau 3 : Émissions de NOx et pollution particulaire à la fabrication des véhicules

Source : Étude ACV Ademe

Les émissions de NOx à la fabrication du véhicule électrique sont donc un peu plus élevées pour le véhicule électrique que pour les véhicules thermiques.

Les émissions totales de NOx (fabrication et usage) dans l'atmosphère sont de l'ordre de 160 mg/km pour le diesel, de 150 g/km pour l'essence et de 120 g/km pour le véhicule électrique si les normes Euro 6 sont effectivement respectées en 2020. Par contre les émissions de particules de fabrication du véhicule électrique sont deux fois plus élevées que celles des véhicules thermiques. L'absence d'émissions de particules à l'usage ne suffit donc pas à rééquilibrer le bilan global d'émissions de particules du véhicule électrique par rapport à celui des véhicules thermiques : de l'ordre de 20 mg/km contre 10 à 10,1 mg/km pour les véhicules thermiques.

1.8 - Potentiel de pollution sonore

Le bruit émis par un véhicule provient essentiellement du moteur et du roulement des pneus sur la chaussée. Le bruit du roulement (frottement roue/chaussée) intervient surtout à haut régime (au-delà de 50 km/h) car ce bruit (en décibels) est proportionnel à la racine carrée de la vitesse comme le montre la figure 5.

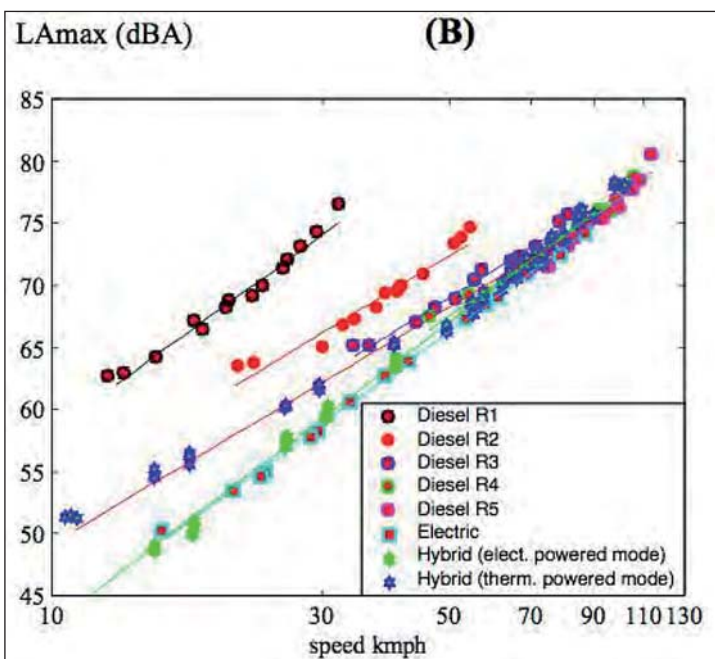


Figure 5 : Évolution du bruit en dB en fonction de la vitesse pour différents types de véhicules¹²

Source : Étude ACV Ademe

¹² - Passenger cars. Power unit and tyre-road noise, driving behaviour : what are the stakes, Inrets, 20.

Dans le cadre d'une utilisation urbaine du véhicule, le bruit du moteur est la principale nuisance sonore. D'où l'intérêt du véhicule électrique, dont le moteur est beaucoup plus silencieux. Cet intérêt diminue avec l'augmentation de la vitesse : à partir de vitesses de 60 ou 70 km/heure, le véhicule électrique ne possède plus d'avantage sensible du point de vue de la pollution sonore.

Pour une utilisation en ville, le véhicule électrique présente donc un avantage très important du point de vue de la pollution sonore.

À l'issue de ce tour d'horizon sur les questions de ressources et d'environnement il apparaît que :

- *Le véhicule électrique présente incontestablement des avantages importants du point de vue de la pollution sonore en ville par rapport aux véhicules thermiques.*
- *Il présente également des avantages importants en termes de pollution atmosphérique locale (NOx et particules fines) par rapport aux véhicules diesel non équipés de filtres à particules qui constituent l'essentiel du parc diesel actuel. Mais ces avantages s'estompent vis-à-vis des véhicules thermiques, aussi bien en termes d'émissions de NOx que de particules fines si les véhicules mis sur le marché respectent les normes Euro 6.*
- *Il présente également, tout au moins en France, des avantages significatifs en termes de potentiel d'eutrophisation par rapport au véhicule diesel.*
- *Utilisé en France, il présente un avantage significatif en terme de potentiel de réchauffement climatique par rapport à un véhicule thermique s'il est utilisé plus de 25 000 km. Cet avantage peut atteindre un facteur 2,1 pour une utilisation de 150 000 km par rapport à un véhicule diesel et 2,8 par rapport à un véhicule essence, si la durée de vie des batteries rejoint celle du véhicule.*
- *Le véhicule électrique n'apporte par contre pas d'avantages déterminants en termes d'épuisement des ressources énergétiques primaires dans le contexte de production actuelle de l'électricité, aussi bien en France qu'en Allemagne. Il permet cependant des économies significatives de ressources fossiles, en particulier pétrolières (4,4 à 6,8 tonnes par véhicule pour 150 000 km d'usage).*
- *Le véhicule électrique présente enfin un bilan nettement défavorable en termes de ponction de matières minérales épuisables et de potentiel d'acidification.*

2 - Le talon d'Achille du véhicule électrique : les batteries et leur recharge

2.1 - Les batteries

Le développement des véhicules électriques s'est heurté pendant une bonne centaine d'années à la question des batteries de stockage de l'électricité.

Quel compromis en effet adopter entre l'autonomie du véhicule, le poids de batterie à embarquer (et donc le poids du véhicule), le temps de recharge de ces batteries, dans un paradigme économique contraint par la concurrence du véhicule thermique ?

Pendant plus d'un siècle, seules les batteries au plomb ont été utilisées avec un inconvénient majeur de poids. La densité d'énergie qui y est stockable est en effet de l'ordre de 30 Wh/kg. Le stockage à bord du véhicule électrique de la vingtaine de kWh nécessaires à une autonomie d'une centaine de km pour une petite berline conduisait alors à un poids de batteries de l'ordre de 700 kg.

L'arrivée de nouveaux types de batteries, Nickel métal hydrure (NiMH) ; Lithium-ion, 90 Wh/kg ; Lithium polymère (Li-Po), 120 Wh/kg, a permis de modifier considérablement la donne en divisant par 2,5 ou 3 le poids de batteries indispensable pour assurer l'autonomie du véhicule. Le poids de batteries d'un véhicule Zoe équipé de batteries Lithium-ion est de 290 kg pour une capacité de stockage de 22 kWh.

Les recherches actuelles permettent d'espérer à terme une augmentation de 50 % de la densité d'énergie stockable et donc de l'autonomie des véhicules électriques (batteries Lithium-ion de seconde génération).

La question du poids de batterie a donc connu une évolution favorable au cours des vingt dernières années, évolution qui devrait se prolonger à moyen terme et permettre des autonomies de 200 à 250 km sans augmentation significative du poids des batteries embarquées.

2.2 - La recharge des batteries

Reste la question des moyens et du temps de recharge de ces batteries qui paraissent aujourd'hui les freins principaux au développement massif du véhicule électrique en remplacement du véhicule thermique.

Différentes méthodes sont envisagées :

- Une recharge lente, dite standard, à partir d'une prise 220 V - 16 ampères (3,7 kW) telles qu'on en trouve dans les habitations pour l'électroménager. Le temps de charge complète des batteries d'un véhicule actuel est alors de 7 à 8 heures.
- Une recharge dite rapide de l'ordre de 30 minutes à une heure à partir de bornes électriques spécifiques capables de fournir des puissances de 43 ou 50 kW (60 et 125 ampères).
- Un dispositif intermédiaire de recharge de 22 kW appelé recharge accélérée, moins onéreux d'installation, qui est censé permettre une recharge à 80 % des batteries en une heure environ.

Dans tous les cas, le service rendu à l'utilisateur est loin d'être de même qualité que celui qui est assuré par la pompe à essence d'une station service. Il faut en effet se souvenir qu'une pompe à essence est capable d'effectuer un plein de carburant de 50 litres en quelques minutes. Il faudrait disposer de puissances de plusieurs MW d'électricité de recharge pour obtenir des performances analogues avec une recharge électrique.

Par conséquent et au contraire de ce qui se pratique usuellement pour un véhicule thermique où le conducteur s'arrête pour faire le plein, la stratégie à tenter de respecter dans le cas du véhicule électrique consiste à « recharger dès qu'on s'arrête » (park and charge).

Les bornes de recharge rapide¹³ doivent donc être installées dans les lieux de garage provisoire qu'utilisent les automobilistes dans leur activité quotidienne (centres commerciaux, parkings publics, restaurants, bureaux, etc.) de telle façon à permettre une recharge en temps masqué.

Reste un problème mal résolu pour les longs trajets routiers et surtout autoroutiers pour lesquels le conducteur n'est généralement pas disposé à faire une pause d'une demie heure au minimum tous les 100 km au bord de l'autoroute. Il est évidemment possible d'installer le nombre de bornes rapides nécessaire dans chaque station service, par exemple quelques dizaines par station, mais le temps perdu par l'automobiliste en recharges successives sur un long trajet comme Paris Marseille (8 arrêts d'une demie heure) risque fort d'être rédhibitoire.

2.3 - Les contraintes sur le réseau de distribution et la production d'électricité

2.3.1 - Le réseau électrique

Le développement massif d'un parc de véhicules électrique accessible au grand public impose l'installation de plusieurs millions de bornes de recharge basse puissance (4 kW) mais aussi de plusieurs dizaines de milliers de bornes de recharge rapide de puissance comprise entre 20 et 50 kW. On peut imaginer que l'installation des bornes basse puissance chez les particuliers puisse dans de nombreux cas s'effectuer sans renforcement systématique du réseau de distribution dans la mesure où les puissances déjà disponibles sont peu utilisées de nuit.

Par contre les bornes de recharge rapide peuvent engendrer des difficultés importantes sur le réseau : l'appel de puissance engendré par la recharge simultanée de plusieurs voitures dans une rue ou un quartier peut très rapidement dépasser la puissance maximale disponible localement. La mise en place de ces bornes imposera dans un grand nombre de cas un renforcement local du réseau de distribution.

Le télégramme de Best - lundi 21 juillet 2021 - 15 heures

Le festival des Vieilles Charrues provoque un black out à Carhaix.

Record d'affluence cette année aux Vieilles Charrues : plus de 325 000 fans sont venus pendant quatre jours écouter leurs idoles ; un temps idéal, les meilleurs groupes du moment, un septième adieu de Johnny à la scène, bref le bonheur.

Mais c'est quand il a fallu retourner au travail que les choses se sont brusquement gâtées. En effet, parmi les possesseurs des 80 000 voitures garées dans les champs voisins du lieu de concert, il s'en trouvait un peu plus de mille qui, dans un esprit citoyen, responsable et écologique, étaient venus au festival en voiture électrique. Au moment du retour, dégrisés et soucieux, ils ont brusquement pris conscience de la nécessité de recharger en urgence leurs batteries plus ou moins à plat pour rejoindre à temps leur travail. Il existait bien une centaine de prises de recharge rapides disséminées dans le canton grâce aux subsides du Conseil général : elles ont été aussitôt prises

d'assaut par les plus débrouillards. Restait aux autres à quémander chez les particuliers un branchement de fortune pour quelques heures... Et les habitants de Carhaix, bienveillants et soucieux de retrouver le calme, de leur proposer de débrancher leurs machines une ou deux heures pour brancher à leur place le câble de recharge !

Mais personne n'avait anticipé l'appel de puissance brutal qui s'en est suivi sur le transformateur et les lignes de distribution de Carhaix. Un appel de 7 ou 8 MW supplémentaire en pleine heure du déjeuner pour un réseau qui, en pointe, en consommait moins de 10 ! Le réseau n'y a pas résisté, entraînant en cascade la mise hors circuit de la plupart des villages du canton. A l'heure où nous imprimons, ERDF s'affaire à rétablir le courant dans le centre ville de Carhaix où 2 000 foyers sont toujours privés d'électricité. Les hameaux les plus reculés attendront...

¹³ - Bornes de recharge rapides dont il faut noter qu'elles sont spécifiques d'une technologie de batterie.

C'est aussi le cas pour les bornes équipant les autoroutes. En effet, une grande station service d'autoroute aligne facilement 10 pompes où les automobilistes restent 5 minutes. Pour éviter les files d'attente, il faudrait 6 fois plus de postes de recharge d'une demie heure que de postes de carburant, soit 60 et donc 2 à 3 MW de puissance installée sinon c'est la queue !

L'introduction massive du véhicule électrique en France suppose donc un réaménagement important du réseau de distribution pour faire face aux pointes locales de puissance.

2.3.2 - La production d'électricité

La mise à disposition de bornes de recharge rapide aux usagers des véhicules électriques entraîne enfin un risque de création de pointe de demande électrique au niveau national. Si en effet 1 % des véhicules du parc électrique s'avise de se mettre en charge simultanément sur borne rapide à l'heure de pose du déjeuner, la puissance appelée atteindra 2,8 GW (40 kW*70 000). Cette nouvelle pointe risque d'entraîner à son tour, à certaines périodes de l'année, l'appel à des moyens de pointe à la fois onéreux et à fort contenu d'émissions de gaz à effet de serre (charbon, fioul et gaz naturel).

Le véhicule hybride échappe à la plupart des inconvénients cités pour le véhicule électrique

Le véhicule hybride, équipé d'une double motorisation thermique et électrique bénéficie des avantages de rendement qui sont liés à l'usage de l'électricité à bord de la voiture (capacité de récupération de l'énergie de freinage dans les batteries, faibles pertes de transmission) sans buter comme le véhicule électrique sur la question de l'autonomie. En particulier, il devient inutile d'installer des bornes de recharge rapides, puisque l'autonomie de la voiture est assurée par la présence d'un réservoir d'essence.

Dans sa version « hybride rechargeable » le véhicule peut se recharger sur le réseau électrique, ce qui permet de l'utiliser en mode tout électrique pour les petits trajets. Ce système permet à ses utilisateurs d'effectuer de 30 à 50 km par jour sans utiliser d'essence, en rechargeant les batteries la nuit.

Le moteur thermique est mis en route lorsque les batteries sont épuisées ou au-delà d'une certaine vitesse.

Le véhicule hybride permet donc d'échapper largement aux contraintes d'autonomie et de réseau qu'entraîne le véhicule électrique, tout en présentant des avantages en terme d'économie de pétrole et de réduction des gaz à effet de serre par rapport aux véhicules thermiques, avantages qui dépendent de son usage, même s'ils restent plus modestes que ceux du véhicule électrique.

Les derniers prototypes de véhicules hybrides présentés au mondial de l'automobile 2014 par les constructeurs, qui affichent des consommations de carburant inférieures à deux litres au cent, viennent d'ailleurs confirmer les avantages potentiels de cette solution alternative aux véhicules purement électriques.

3 - Le coût économique pour la collectivité.

3.1 - Les subventions des pouvoirs publics

En France, le développement du véhicule électrique est fortement soutenu par les pouvoirs publics qui affichent l'ambition d'atteindre un parc de plusieurs millions de véhicules à l'horizon 2030.

A ce titre et outre le soutien qu'apporte l'État à la recherche et développement des véhicules, des batteries et des infrastructures de recharge, des subventions sont consenties à l'acquisition des véhicules et à l'installation de bornes de recharge. Elles sont rappelées ci-dessous.

A - Prime à l'achat (bonus) : 6 300 € portés à 10 000 € en cas de remplacement d'un véhicule diesel.

B - Aides à l'installation de bornes de différents types.

- Infrastructures permettant uniquement la recharge normale jusqu'à 3,7 kVA: 50 % des coûts éligibles d'investissements hors taxes, avec un plafond d'aide de 1 500 euros par point de charge.
- Infrastructures permettant la recharge accélérée jusqu'à 22 kVA: 50 % des coûts éligibles d'investissements hors taxes, avec un plafond d'aide de 3 000 euros par point de charge.
- Infrastructures permettant la recharge rapide au-delà de 22 kVA: 30 % des coûts éligibles d'investissements hors taxes, avec un plafond d'aide de 12 000 euros par borne de charge.

C- Différentiel de taxation sur les carburants

Les possesseurs d'automobiles électriques bénéficient d'autre part du tarif ordinaire (domestique) de l'électricité dont les différentes taxes (TVA, CSPE, etc) ne représentent en 2012 que 27 % du coût total alors qu'elles en représentent respectivement 55 % pour l'essence et 47 % pour le gazole.

Enfin certaines collectivités locales (Conseils régionaux, communes, etc...) apportent un complément aux subventions précédentes, soit au véhicule soit à l'installation de bornes de recharge.

3.2 - Les coûts et bénéfices pour l'État

La question qui se pose est celle de la pertinence économique de ces différentes aides vis-à-vis des enjeux énergétiques et environnementaux évoqués, économies d'énergie fossile, pollution sonore, particulaire, effet de serre. Pour apprécier ce point, il est nécessaire de cumuler les diverses aides apportées par l'État au véhicule électrique et d'en rapporter la valeur à chacune des pollutions évitées ou des énergies fossiles économisées.

Les hypothèses de calcul

Véhicules effectuant 150 000 km en 10 ans au rythme de 15 000 km/an

Véhicule électrique

1 véhicule électrique nécessitant une borne de recharge standard (prime 1 500 €) et le recours ponctuel à une borne de recharge rapide (1 borne rapide pour 7 véhicules et une prime de 12 000 € / 7 = 1 700 € par véhicule).

Les consommations et les émissions de ce véhicule au cours de sa vie sont ceux indiqués au chapitre 1 de cet article :

- Consommation initiale d'énergie primaire à la fabrication du véhicule électrique: 3 tep.
- Consommation primaire du véhicule électrique: 35 gep/km (0,43 kWh)*, dont 10 % environ d'électricité d'origine thermique fossile
- Emissions initiales de GES: 7,4 teq CO₂
- Emissions d'usage: 11geq CO₂/km

Véhicule diesel (150 000 km en 10 ans)

- Consommation initiale d'énergie à la fabrication du véhicule diesel: 1,8 tep
- Consommation du véhicule diesel: 41 gep/km
- Emissions initiales de GES: 3,5 teq CO₂
- Emissions d'usage: 123 geq CO₂/km

Véhicule essence

- Consommation initiale d'énergie à la fabrication du véhicule essence: 1,8 tep
- Consommation du véhicule essence: 53 gep/km
- Emissions initiales de GES: 3,5 teq CO₂
- Emissions d'usage: 150 geq CO₂/km

* Compte tenu du rendement de production distribution de l'électricité en France, la consommation d'énergie primaire au km d'un véhicule consommant 0,135 kWh/km est de 0,43 kWh/km, une énergie équivalente à celle de la combustion de 35 grammes d'essence.

3.2.1 - Coût des économies d'énergie fossile pour l'État

Le cumul des aides à l'investissement du véhicule électrique varie de 9 500 € (6 300 + 1 500 + 1 700) à 13 200 € (10 000 + 1 500 + 1 700) selon que le véhicule se substitue ou non à un véhicule diesel existant.

D'autre part l'État engrange des taxes sur les différents carburants fournis aux usagers dont les taux sont très divers. En 2012: 55 % pour l'essence (87 ct€/litre), 47 % pour le gazole (66 ct€/litre) 27 % pour l'électricité (3,5 ct€/kWh)

A partir des éléments précédents on peut construire le bilan financier global pour l'État de l'introduction de véhicules des différents types.

€	Aide à l'investissement	Aide infrastructure	Produit Taxes	Total
Véhicule électrique	-10000 ou -6300	-3200	710	-12490
Véhicule diesel	0	0	4025	+4025
Véhicule essence	0	0	7650	+ 7650

Tableau 4 : Bilan financier comparatif pour l'État des véhicules électriques Diesel et essence sur leur durée de vie (150 000 km) aux conditions actuelles de subventions et de taxes¹⁴.

Le tableau se lit de la façon suivante :

Ligne véhicule diesel : aucune subvention à l'investissement initial ni aux infrastructures, produit des taxes 4025 € (150000 km*43 gep/km*0,66 *10 -5 €/gep).

Ligne véhicule électrique : Aide de 6300 à 10000 € à l'investissement du véhicule, Aide à l'installation des bornes de recharge, 3200 €, produit des taxes sur l'électricité 710 € (150000*0,135 kWh/km*3,5 ct€/kWh).

Ce tableau est riche d'enseignements. Alors que la mise sur le marché d'un véhicule essence est porteuse d'une rentrée d'argent totale pour l'État de 7650 € sur 10 ans au rythme de 765 euros par an et de 4000 € (au rythme de 400 € par an) pour un véhicule diesel, la mise sur le marché d'un véhicule électrique est source de dépenses significatives pour l'État, dont 9500 ou 13200 € préalablement à sa mise en service. Ces dépenses initiales sont loin d'être compensées par les taxes perçues sur l'électricité pendant la vie du véhicule.

Il s'agit donc d'un effort financier important de la part de l'État qu'il convient de juger par rapport à l'objectif recherché, dans le cas présent l'économie de carburants fossiles.

Le tableau suivant permet cette appréciation

	Economie d'énergie fossile	Coût pour l'Etat €	Coût par tep fossile économisée €
Véh élec versus diesel	4,4	16515	3760
Véh élec versus essence	6,3	20140	3200
Véh diesel versus essence	1,9	3625	1910

Tableau 5 : Bilan financier pour l'État des économies d'énergie fossile réalisées par l'introduction du véhicule électrique

La politique proposée pour la substitution de véhicules électriques aux véhicules thermiques conduit à des coûts d'économie d'énergie fossile pour l'État de 3200 à 3760 euros par tep nettement supérieurs à ceux engagés (1910 €) pour la substitution de véhicules à essence par des véhicules diesel¹⁵.

Pour fixer un ordre de grandeur de l'effort proposé, il est intéressant de le comparer avec le coût d'autres opérations d'économie de pétrole. Donnons en un exemple dans le secteur de l'habitat.

Il concerne les économies de fioul domestique procurées par une opération de réhabilitation en profondeur d'un logement ancien pour un coût TTC de 400 €/m² permettant de passer d'une consommation de fioul de chauffage thermique de 300 kWh/m².an à 50 kWh/m².an sur une durée de 30 ans.

L'économie d'énergie au m² cumulée engendrée par cette opération atteint 0,65 tep. Le coût à la tep économisée est donc de 615 euros. Les subventions de l'État à ce type d'opération, de l'ordre de 20 % (réduction de TVA, prêt bonifié à taux zéro) sont de l'ordre de 130 € par tep. S'y ajoute le manque à gagner sur les taxes perçues sur le fioul domestique (TICPP et TVA) qui sont de l'ordre de 26 % du prix de celui-ci soit 250 €/tep. Le coût à la tep pour l'État est donc de l'ordre de 380 €.

L'État semble donc prêt à financer à une hauteur près de dix fois plus élevée les mesures d'économie d'énergie par cette politique que ceux d'économies de combustibles fossiles dans l'habitat. Avec la même somme, l'État pourrait donc prendre en compte totalement à sa charge des opérations de rénovation lourde dans l'habitat avec des résultats deux fois meilleurs en termes d'économie de pétrole ou de gaz.

On peut bien entendu considérer que les aides actuelles de l'État diminueront au fur et à mesure de l'avancement du programme de diffusion du véhicule électrique. Mais le tableau 4 montre qu'il faudrait diviser l'ensemble de l'aide accordée sous diverses formes d'un facteur huit environ pour atteindre des valeurs de l'ordre de 400 € par tep économisée (valeur qui correspond à un baril à 80 \$).

Cette politique ne peut donc avoir pour but premier la réduction des besoins de pétrole.

14 - Dans ce tableau les subventions sont notées avec un signe négatif et les taxes perçues par l'État avec un signe positif.

15 - Coût pour l'État dont la pertinence est aujourd'hui fortement contestée au titre des pollutions particulaires et NOx.

Il en est évidemment de même pour l'indépendance énergétique comme le montre le tableau ci-dessus. Ces coûts sont sept à huit fois plus élevés que le coût actuel d'importation du pétrole (90 \$/baril, 450 €/tep) qui constitue plus de 80 % des dépenses énergétiques évitées.

Il est donc indispensable de poursuivre plus avant l'analyse de la justification de cette politique ambitieuse.

3.2.2 - Le coût de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Tout au long du débat sur la transition énergétique et dans la présentation par Ségolène Royal de son projet de loi, la question des faibles émissions de gaz à effet de serre a trouvé une place de choix dans la justification de la politique véhicule électrique proposée.

On rappelle ci-dessous les chiffres d'émission des différents véhicules de l'étude Ademe déjà citée.

	Emissions cumulées (teq CO2)	Emissions (geq CO2/km)
Véhicule électrique	10	66
Véhicule diesel	23	153
Véhicule essence	27,5	183

Tableau 6 : Émissions de gaz à effet de serre des différents véhicules pour 150 000 km et par km

A partir de ces données et des données financières du paragraphe précédent on peut constituer le tableau suivant :

	Economie de GES (teq CO2)	Coût pour l'Etat €	Coût teq CO2 économisée €
Veh élec versus diesel	13	16515	1270
Véh élec versus essence	17,5	20140	1150

Tableau 7 : Coût global pour le budget de l'État de la réduction des émissions de gaz à effet de serre engendrée par la substitution d'un véhicule électrique à des véhicules thermiques.

On est là encore dans des ordres de grandeur de subventions étatiques considérables. Les subventions à la teq CO₂ économisée sont cinq à dix fois supérieures aux subventions d'opérations déjà citées pour l'habitat.

La politique suivie ne peut donc être raisonnablement justifiée par la lutte contre l'effet de serre.

Il faut donc chercher une autre justification à cette politique.

3.2.3 - La pollution atmosphérique locale

Les particules de diamètre inférieur à 2,5 µ et les émissions de NOx (précurseurs de l'ozone) sont aujourd'hui reconnues comme des sources graves de danger pour la santé humaine. Dans le domaine des transports, le parc actuel de véhicules diesel en est le premier responsable. En effet, les deux tiers de ce parc n'est pas équipé des filtres qui permettraient de ramener les émissions de particules et les émissions de NOx à un niveau du même ordre que celui des véhicules à essence, eux même aussi émetteurs de particules et de NOx, mais dans une plus faible mesure, comme nous l'avons vu au chapitre II.

Nous avons vu d'autre part que les véhicules électriques permettaient de supprimer pratiquement toute émission de particules fines et de NOx au cours de leur usage. L'introduction de véhicules électriques peut donc sembler à première vue comme une excellente solution au problème de la pollution atmosphérique en ville, même si elle entraîne des émissions importantes de particules fines au moment de leur construction (voir chapitre I tableau 3).

Mais nous avons vu également que le remplacement indispensable du parc diesel antérieur à 2011 pouvait s'effectuer par des véhicules diesel munis de filtres à particules ou par des véhicules à essence avec des résultats comparables à ceux du véhicule électrique en termes de réduction des particules et des NOx. L'introduction de véhicules électriques ne se justifie alors pas pour l'État, puisque des résultats du même ordre peuvent être obtenus à coût bien moindre, voire à coût nul pour l'État, avec des véhicules diesel munis de filtres à particules ou des véhicules à essence.

Cette première approche simplifiée montre qu'en dehors des problèmes de pollution sonore où l'avantage du véhicule électrique en ville ne se discute pas, il est bien difficile de trouver des justifications économiques significatives à l'aide massive que l'État s'apprête à apporter au développement du véhicule électrique.

On pourrait évidemment raffiner l'analyse en effectuant des calculs actualisés comme le prônent les économistes pour tenir compte de la préférence des acteurs de la société pour le présent par rapport à l'avenir, soit par une méthode du type « Cumac » soit par la méthode du Coût courant économique de la Cour des Comptes. Mais ces méthodes qui donnent plus de poids au court terme qu'au long terme dès que le coefficient d'actualisation ou le loyer économique sont positifs auraient pour conséquence de minimiser encore les avantages comparatifs du véhicule électrique qui se caractérise par des dépenses énergétiques, des émissions de CO₂ et des subventions initiales très importantes.

Coût courant économique et Cumac

Coût courant économique

Dans cette approche, on cherche à mesurer les coûts annuel de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie de l'installation, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial. Le coût de rémunération et de remboursement du capital y est mesuré par un loyer économique annuel constant sur la durée de fonctionnement de l'installation.

Ce loyer est calqué sur le remboursement d'un prêt immobilier dans lequel on rembourse des annuités constantes comportant une part de capital et une part des intérêts sur le capital non encore remboursé.

Coût cumulé actualisé « Cumac »

La Commission européenne utilise la notion de « coût cumulé actualisé d'une unité d'économie d'énergie » en rapportant la quantité d'énergie économisée cumulée d'une mesure d'économie d'énergie actualisée sur sa durée de vie à l'investissement nécessaire à cette mesure.

3.3 - Le coût pour les particuliers, l'effet rebond et l'égalité d'accès à la mobilité des usagers de la route

Du point de vue économique, le véhicule électrique se distingue par rapport aux véhicules thermiques de la même catégorie par un surcoût d'achat important et par des coûts d'usage au km trois à quatre fois moins élevés. Même si les pouvoirs publics maintiennent des subventions initiales élevées destinées à combler une partie du surcoût initial imposé à l'acheteur du véhicule, l'amortissement de ce surcoût ne sera obtenu qu'au prix de parcours annuels les plus élevés possibles, d'au moins 15 000 km par an, mais essentiellement pour des trajets journaliers n'excédant pas 80 ou 100 km. On est là devant les conditions idéales de l'effet rebond : le conducteur a tout intérêt à prendre sa voiture, même pour de très courts trajets qu'il pourrait effectuer à pied, en vélo ou en transports en commun, dans l'espoir d'amortir plus vite le surcoût d'investissement consenti.

Le particulier acheteur d'un véhicule électrique pour des raisons écologiques est ainsi conduit à adopter un comportement manifestement contraire à son intention initiale qui entraîne un accroissement de consommation d'énergie contraire à l'esprit de la transition énergétique.

Enfin la très grande différence de taxation entre l'électricité et les carburants pétroliers, de 20 à 27 % selon le carburant, crée une inégalité très forte de traitement en défaveur des automobilistes possesseurs de véhicules thermiques. La TICPE auxquels ces véhicules thermiques sont soumis est pourtant censée, au moins en partie, permettre le financement d'un certain nombre de biens communs liés au transport comme les infrastructures ou la sécurité routière. L'avantage fiscal accordé aux possesseurs de véhicules électriques pourrait donc bien faire l'objet d'un jugement défavorable de la part de la Cour constitutionnelle au titre du non respect de l'égalité de traitement des usagers de la route devant l'impôt.

Dans ce cas, la seule solution envisageable serait de construire un réseau électrique dédié aux véhicules électriques permettant une tarification spécifique de l'électricité utilisée comme carburant. Mais l'installation d'un tel réseau parallèle pour une consommation électrique de quelques pour cent de la consommation totale d'électricité en France aurait pour double conséquence des dépenses d'investissements nouvelles considérables sur le réseau et une détérioration importante du modèle économique sur lequel repose le véhicule électrique¹⁶.

3.4 - Les aspects de politique industrielle

Parmi les autres justifications potentielles des pouvoirs publics au soutien de la filière véhicule électrique on pense évidemment aux espoirs d'exportation des constructeurs français et à la rentabilisation du parc nucléaire dont le surplus de production d'heures creuses pourrait là trouver un débouché intéressant.

Deux considérations viennent cependant réduire ces espoirs :

- Le premier point concerne l'évaluation de la production d'électricité nécessaire au fonctionnement d'un parc électrique estimé à 6 à 7 millions de voitures électriques en 2030.

Toujours sur la base d'un parcours de 15 000 km par an et une consommation de l'ordre de 0,14 kWh par km, le besoin d'électricité serait de $0,14 * 15\,000 * 7 * E6 = 15$ TWh. Cette quantité d'électricité représente moins de 4 % de la production d'électricité nucléaire actuelle et ne constitue donc pas un enjeu réel pour le maintien d'un parc nucléaire élevé. Ce développement per-

¹⁶ - L'introduction d'une taxe du même ordre que la TICPE entraînerait une augmentation de l'électricité de plus de 20 % qui augmenterait d'autant le nombre de km à parcourir pour espérer amortir le surcoût initial d'investissement du véhicule.

mettrait néanmoins une économie d'importation de pétrole de l'ordre de 4 millions de tonnes par an (5 % des importations de pétrole)¹⁷ et des économies de devises de l'ordre de 1,7 milliard €.

- Le second point concerne l'exportation. L'argument de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre comme argument commercial d'exportation dépend bien entendu très fortement de la nature du mix électrique du pays concerné. Dans tous les pays européens, à l'exception de l'Autriche et de la Suède, les émissions au kWh électrique sont très supérieures à celles du parc français. En Allemagne par exemple, comme nous l'avons vu dans le chapitre I, la réduction des émissions grâce au véhicule électrique par rapport au diesel est inférieure à 10 %. Il en est de même pour la plupart des pays émergents, dont la Chine¹⁸.

Éléments de conclusion.

La politique ambitieuse d'aide à une pénétration massive du véhicule électrique proposée par les pouvoirs publics est justifiée par ceux-ci au nom de la lutte contre l'effet de serre, contre le bruit, contre les émissions de particules fines, au nom de l'économie de devises pétrolières, de l'indépendance énergétique de la France et d'une meilleure rentabilisation du parc nucléaire français à court et moyen terme. S'y ajoute à plus long terme l'espoir de pouvoir utiliser les batteries des millions de voitures du parc électrique comme élément de stockage décentralisé des énergies électriques variables.

La douce utopie de Jeremy Rifkin

L'idée d'utiliser massivement les batteries d'un parc automobile électrique comme élément majeur de régulation du système électrique développé par Jeremy Rifkin est souvent évoquée comme une solution d'avenir. L'idée, a priori séduisante, est d'utiliser les batteries des véhicules comme moyen de stockage de l'électricité pendant les périodes de surproduction d'électricité par rapport à la demande (nucléaire de nuit, éolien ou photovoltaïque...) et de restituer une partie de cette énergie sur le réseau électrique aux pointes de demande électrique.

Au delà des difficultés techniques, l'idée se heurte à deux problèmes principaux : un problème d'ordre de grandeur des quantités d'électricité stockables et un problème de rentabilité de l'opération.

Les ordres de grandeur

On rappelle que la consommation d'électricité annuelle d'un parc de 7 millions de véhicules effectuant 15 000 km/an est de l'ordre de 15 TWh, soit 50 GWh/jour. La charge journalière maximale de l'ensemble de ces véhicules représente un stock d'électricité de l'ordre de 150 GWh*. 100 GWh sont donc théoriquement disponibles globalement dans la journée pour le réseau, qu'il faut mettre en regard d'une consommation nationale d'électricité journalière de l'ordre de 15 TWh. Si on admet que 20 % des possesseurs de ces voitures sont prêts à se soumettre à une recharge journalière systématique et à une reversion de cette charge sur le réseau ce sont 20 GWh qui sont ainsi disponibles.

A l'exception des quelques cent mille véhicules disposant de bornes rapides, la très grande majorité de ces véhicules sont chargeables et déchargeables sur des périodes de 7 à 8 heures sous des puissances de l'ordre de 4 kW. La puissance maximale disponible atteint alors de l'ordre de 3GW, puissance non négligeable, mais qu'il faut comparer aux 60 à 100 GW de besoins recensés en pointe selon la période de l'année. L'appoint que représente ce stockage reste donc assez marginal.

Une rentabilité compromise

On a vu plus haut que la rentabilité d'un véhicule électrique dépendait très fortement de son degré d'utilisation. Il y a donc a priori une contradiction entre les deux usages des batteries de ce véhicule dont la durée de vie s'exprime en nombre de cycles, qui peut conduire à un remplacement prématuré de la batterie avant que le véhicule n'ait accompli le nombre de km nécessaires à l'amortissement du surcoût initial. Néanmoins, l'achat d'électricité bon marché lors des périodes de surproduction et la vente au prix fort par le particulier de l'électricité stockée pendant les périodes de pointe pourraient palier cet inconvénient au prix d'une complexification importante des outils de dialogue entre celui-ci et le gestionnaire du réseau.

* - 7 millions de véhicules x 22 kWh

L'étude précédente montre tout d'abord que le vocabulaire en vogue, par exemple la voiture « zéro émission » est très inexact : il s'agit plutôt d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'un facteur de l'ordre de deux qu'une totale suppression des émissions.

17 - Au prix néanmoins d'un investissement énergétique supplémentaire de l'ordre de 12 millions de tonnes de combustibles fossiles lors de la mise en place du parc.

18 - Ce n'est cependant pas le cas pour le Brésil dont le mix de production électrique est dominé par l'énergie hydraulique.

De même pour la consommation d'énergie fossile qui, si elle est largement réduite en France lors du fonctionnement du véhicule électrique, est loin de l'être lors de sa construction.

Par contre les émissions locales de particules fines et le bruit à basse vitesse sont effectivement éliminés par l'usage du véhicule électrique.

Elle montre aussi les contradictions auxquelles une telle politique conduit aussi bien pour le particulier que pour les pouvoirs publics puisque la justification économique et environnementale de l'emploi du véhicule électrique repose sur l'hypothèse d'une mobilité automobile très forte de trajets de courte distance.

La confrontation des différents avantages relatifs du véhicule électrique par rapport aux véhicules thermiques aux sommes que l'État envisage de mettre en jeu sous forme de subventions diverses pour constituer un parc important à usage grand public conduit à considérer ce choix comme largement injustifiable.

Pour l'État, les coûts à la tonne de pétrole importée évitée, à la tonne de CO₂ évitée, au kg/km de particules fines évité, souvent d'un ordre de grandeur supérieurs à ceux qu'on rencontre dans d'autres secteurs socio-économiques comme l'industrie ou l'habitat tertiaire, sont en effet prohibitifs. Il existe de plus une forte incertitude sur la prise en charge financière de la partie non subventionnée (50 à 70 %) des infrastructures nécessaires à la recharge et au renforcement du réseau, dont le coût global se chiffre en milliards d'euros. Si ces coûts d'infrastructure sont répercutés comme c'est probable sur l'utilisateur final, cela se traduira par une augmentation très sensible du coût au km. Si conformément aux hypothèses retenues plus haut, le coût d'infrastructure non financé par l'État s'élève au minimum à 1 700 + 1 500 = 3 200 €, son amortissement sur 150 000 km représente à lui seul 2,10 €/100 km qui viennent plus que doubler la dépense de 1,80 €/100 km d'électricité.

Des politiques alternatives visant les mêmes objectifs pourraient être mises en place à bien moindres frais et pour de meilleurs résultats aussi bien du point de vue de l'environnement que du point de vue social :

- En donnant la priorité aux transports en commun chaque fois que la densité urbaine le justifie (tram, autobus, métro).
- En exigeant des constructeurs qu'ils fassent les efforts nécessaires pour faire chuter de 30 à 50 % les consommations réelles des véhicules essence et diesel, les équipent de filtres efficaces, et les mettent effectivement sur le marché rapidement.
- En réservant l'usage des véhicules électriques à des parcs spécifiques d'entreprises dont les besoins de transport journalier sont compatibles avec des recharges lentes d'heures creuses et une utilisation partagée (La Poste, GrDF, ERDF, les administrations territoriales, etc.), et surtout à des parcs de véhicules électriques en utilisation partagée (du type autolib). Ce système permet en effet une utilisation journalière cinq à huit fois plus élevée des véhicules que dans le cas d'un véhicule personnel avec les conséquences positives que cela entraîne sur l'amortissement du coût des infrastructures et du véhicule.

En proposant à l'usager un service de mobilité plutôt que la possession d'une automobile, la voiture électrique pourrait devenir l'un des vecteurs, parmi d'autres, de l'économie de fonctionnalité dont le développement constitue un enjeu majeur de la transition énergétique.