

# 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 CO<sub>2</sub>). 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 CO<sub>2</sub> (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).

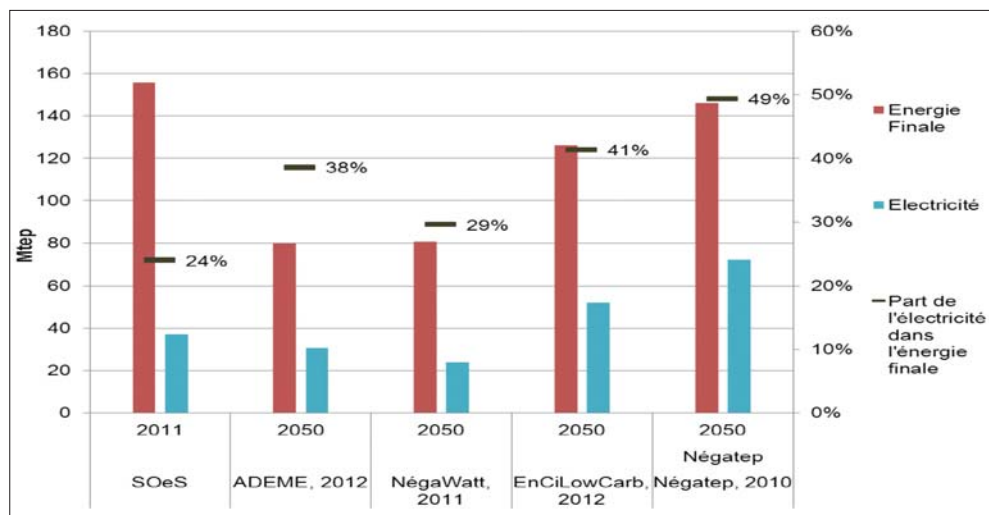


Figure 1 : Consommation finale d'énergie et d'électricité, et part de l'électricité dans la consommation finale, dans 4 scénarios présentés au DNTE (SOeS : référence bilan français 2011)

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 CO<sub>2</sub> (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.

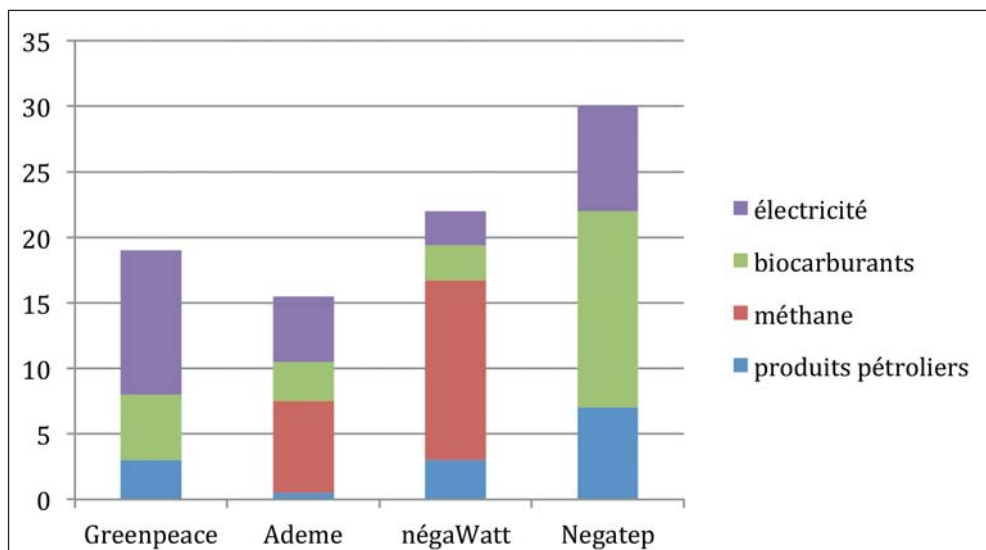


Figure 2 : Consommation finale d'énergie du secteur des transports, par source, dans 4 scénarios présentés au DNTE

## 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.