

Monographie n°5 sur la demande d'énergie finale

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

Synthèse

Consommation d'énergie finale

A l'échelle mondiale, la demande en énergie finale devrait continuer à croître significativement, soutenue par une croissance forte de la demande des pays en développement. La hausse serait de l'ordre de +30% d'ici 2040 dans le scénario de référence « *New policies* » de l'AIE, et d'environ 9% dans le scénario « *Sustainable development* », le seul permettant d'atteindre l'objectif de limiter à 2 degrés la hausse de la température mondiale.

Dans le scénario *New policies*, les produits pétroliers resteront la source d'énergie finale majoritaire en 2040, représentant 35 à 40% des consommations finales, les 2/3 provenant de la demande liée aux transports. Le scénario de référence prévoit une stagnation de la demande en charbon pour la production d'électricité. Cette stagnation est notamment la conséquence de certaines décisions clés dans les pays en développement comme l'Inde et la Chine, qui donnent priorité aux renouvelables dans les nouvelles capacités, cherchent à limiter les projets de nouvelles centrales à charbon à court terme, et prévoient des facteurs de charge en baisse de ces centrales.

Dans le scénario *Sustainable development*, la demande de charbon pour la production d'électricité diminue fortement (-64%), alors que la demande de pétrole augmente de façon modérée (+ 14%).

Dans les deux scénarios, une forte croissance des consommations finales est attendue sur les énergies de réseau, gaz naturel comme électricité (environ +45% à +60% d'ici 2040 sur ces deux énergies).

Ces tendances à l'échelle mondiale cachent des perspectives très différentes selon les géographies : à l'échelle de l'OCDE comme à l'échelle européenne, les scénarios prospectifs envisagent aujourd'hui une stagnation (*New policies*) voire une décroissance (*Sustainable development*) des consommations finales d'énergie à horizon 2040 et une part des énergies fossiles dans le mix final en décroissance.

Cette décroissance de la part des énergies fossiles dans le mix final de demande devrait être essentiellement portée par une baisse de la consommation de produits pétroliers, ainsi que – dans une moindre mesure – de la consommation finale de charbon. A l'échelle de l'Europe, compte tenu des objectifs environnementaux ambitieux, il existe un consensus sur la tendance de forte diminution de la consommation des produits pétroliers dans le secteur du bâtiment (par un facteur ~5 à horizon 2040 dans le scénario *New Policies* de l'AIE¹) comme dans le secteur des transports (baisse attendue de ~30% à horizon 2040 dans le scénario *New Policies* de l'AIE).

Ces tendances reflètent l'impact des objectifs d'efficacité énergétique en Europe. La directive européenne *Energy efficiency directive* fixe pour l'Union Européenne un objectif à 2020 de 20% de gains en efficacité énergétique, soit une baisse de 20% de la consommation d'énergie primaire par rapport à une projection « *business as usual* » établie en 2007, et le Parlement européen a adopté en janvier 2018 une cible de 35% d'efficacité énergétique en 2030 (par rapport à la même référence). Certains pays comme la France et l'Allemagne vont au-delà de ces objectifs dans leurs stratégies nationales, en fixant des objectifs de baisse de la consommation primaire ou finale à 2050.

¹ World Energy Outlook 2017

Concernant les énergies de réseau (gaz naturel et électricité), les scénarios développés conjointement par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G prévoient une hausse de la demande en électricité et une baisse de la demande finale en gaz à l'échelle de l'Europe, la situation étant par ailleurs très différenciée selon les pays. La tendance sur la consommation totale de gaz à l'échelle européenne est plus incertaine, en raison de l'incertitude sur la future consommation de gaz pour la production d'électricité qui pourrait compenser la baisse de la demande finale.

A l'image des perspectives françaises, la tendance baissière des consommations finales (i.e. hors production d'électricité) de gaz naturel est attendue de manière relativement homogène partout en Europe à long terme, de -3% à -20% entre 2016 et 2040 selon les scénarios de l'ENTSO-G. En revanche, la consommation totale de gaz naturel pourrait se maintenir au niveau actuel à horizon 2040, en cas d'augmentation du poids du gaz naturel dans la production d'électricité. Cette situation explique des perspectives géographiquement différenciées en Europe entre : les pays historiquement « gaziers » et dont une forte part de la production électrique non ENR provient déjà du gaz (Pays-Bas, UK par exemple) envisageant à plus long terme une baisse des consommations, et les pays présentant une filière charbon encore importante et amenée à diminuer, au sein desquels la production électrique pourrait compenser la baisse des consommations finales.

L'évolution de la consommation finale d'électricité à la maille européenne est en moyenne orientée vers une légère hausse, avec des différences marquées entre les pays. Le dernier bilan prévisionnel de RTE pour la France donne une tendance à la baisse plus marquée que chez nos voisins européens. Trois des quatre trajectoires envisagées présentent une consommation finale en baisse à horizon 2035, la 4^{ème} étant stable à cet horizon. Par comparaison, la vision agrégée de l'ensemble des GRT européens remontée dans l'exercice de planification de l'ENTSOE² table sur une hausse de la consommation finale comprise entre +15% et +22% à horizon 2040 par rapport à 2016. Dans cet exercice, hormis la France, quelques grands pays parmi les plus développés, comme le Royaume-Uni ou l'Allemagne, pourraient voir leurs consommations stagner ou diminuer légèrement à l'horizon 2040.

Au-delà de l'ampleur des efforts d'efficacité énergétique, les évolutions effectives des consommations d'énergies de réseau dépendront également du poids des transferts d'usage, et notamment ceux liés à la production de chaleur et au transport.

* * *

Décarbonation de la chaleur

A l'échelle européenne, la consommation d'énergie liée à la production de chaleur et de froid représente ~50% de la consommation finale d'énergie (dont ~30% uniquement pour les secteurs résidentiel et tertiaire), et dépend à hauteur de ~75% de sources d'énergie fossiles. La décarbonation de la chaleur représente donc un enjeu majeur dans la diminution des émissions de GES. En réponse à cet enjeu, l'Union européenne a proposé dans sa dernière révision de la directive *Renewable Energy Sources* un objectif indicatif de +1%/an de la part de chaleur renouvelable dans chaque pays membre. En France, la LTCEV prévoit 38% de chaleur renouvelable à horizon 2030, et une multiplication par 5 de la chaleur et du froid renouvelables ou de récupération dans les réseaux de chaleur et de froid.

Différentes solutions techniques existent aujourd'hui : développement et verdissement des réseaux de chaleur, pompes à chaleur électriques, chaudières gaz performantes et utilisation du biogaz, ou encore

² Ten Year Development Plan 2018 - ENTSOE

développement de la biomasse distribuée. A l'heure actuelle, aucune solution ne présente de compétitivité économique clairement supérieure aux autres. Les priorités données aujourd'hui par les différents pays européens varient donc en fonction du contexte local historique (taux de couverture / développement des réseaux de chaleur et du réseau gaz naturel, disponibilité de la biomasse, contenu CO2 de l'électricité, ...).

En France, la future réglementation environnementale des bâtiments, les mécanismes d'incitation en place et la LTECV³ orientent la stratégie vers un développement équilibré des différentes solutions techniques existantes, avec néanmoins une accélération souhaitée du déploiement et du verdissement des réseaux de chaleur.

Quelques exemples internationaux illustrent la variété des contextes et stratégies adoptées. Un pays comme le Danemark, où les réseaux de chaleur et la biomasse sont historiquement fortement développés, et où l'électricité doit être 100% renouvelable en 2035, vise également 100% de chaleur renouvelable à cet horizon. La stratégie de ce pays s'appuie sur 3 axes : un verdissement de ses réseaux de chaleur par la biomasse et l'électrification, de son réseau de gaz (qui ne fournira plus qu'une minorité des besoins en chauffage à cet horizon de temps), et des moyens de chauffage individuels notamment par de l'électrification (réglementation coercitive pour éliminer le fioul domestique et même le gaz dans les logements neufs). L'électrification d'une partie des usages chaleurs (notamment réseau) est vue comme une opportunité de développer une flexibilité de la demande utile dans un système futur très fortement renouvelable (développement du « stockage » *power-to-heat*).

Le Royaume-Uni en revanche, où le gaz est très majoritaire dans le secteur de la chaleur (~80%), est en passe de rater son objectif de 12% de chaleur renouvelable en 2020 par manque de soutien efficace et de compétitivité des solutions techniques, et réfléchit actuellement à sa stratégie de décarbonation de la chaleur. Les Etats-Unis ont de leur côté du mal à faire émerger le thème de la décarbonation de la chaleur, laissant aux états la responsabilité du sujet. Un nombre limité d'états ont établi des stratégies, dont les objectifs – quand ils existent - sont très prudents sur la chaleur renouvelable (plutôt <5%, en pariant sur le développement des pompes à chaleur) par rapport à l'Europe, et qui mettent souvent en avant le gaz naturel en tant qu'alternative compétitive aux produits pétroliers. Enfin la Chine, qui a déjà une infrastructure importante de réseaux de chaleur, s'est fixé dans son 13^{ème} plan quinquennal des objectifs ambitieux de déploiement d'un ensemble de solutions de décarbonation de la chaleur, en fonction des régions : solaire thermique, géothermie, cogénérations au gaz et biomasse pour diminuer la part du charbon dans les réseaux de chaleur des régions du Nord, électrification, et modernisation des cogénérations pour favoriser l'intégration des ENR électriques.

* * *

Mobilités propres

[Mobilité Electrique] S'il existe encore une incertitude sur le rythme et la rapidité du déploiement de la mobilité électrique dans les années à venir, un consensus existe aujourd'hui sur son développement massif à moyen terme sur le segment des véhicules légers et des bus (~40 millions de VE/VHR *a minima* à l'échelle mondiale en 2025) ; à l'échelle française, un scénario avec plusieurs millions de véhicules électriques⁴ à horizon 2030 paraît aujourd'hui hautement probable.

³ Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte

⁴ Véhicules tout électriques (VE) ou véhicules hybrides rechargeables

De telles perspectives, encore jugées improbables il y a quelques années, sont confortées par les statistiques récentes, d'une part sur les ventes de VE/VHR (*environ 2 millions de VE/VHR en circulation dans le monde fin 2016*) et d'autre part et surtout par les investissements massifs déjà réalisés ou annoncés par les plus grands constructeurs automobiles mondiaux.

Ces investissements, stimulés par un cadre réglementaire et politique favorable partout dans le monde, sont le moteur des perspectives de décroissance des coûts des batteries ([cf monographie stockage d'électricité](#)). Ces perspectives partagées par la majorité des acteurs permettent d'anticiper de manière relativement consensuelle (conclusions similaires dans la majorité des études récentes) une compétitivité hors subvention des véhicules électriques face aux véhicules thermiques en Europe d'ici 2025 ou 2030 dans une majorité des cas d'usage du véhicule léger⁵.

Si le développement important de la mobilité électrique sur le segment des bus est aussi anticipé à court terme (et est déjà une réalité dans certains pays comme la Chine⁶) avec des perspectives de plusieurs dizaines de milliers de bus électrique en circulation en Europe à horizon 2030, son essor à un niveau significatif sur les autres segments poids lourds est plus incertain et probablement plus lointain (post 2030), malgré les développements récemment annoncés par quelques constructeurs comme TESLA.

Enfin, quel que soit le rythme de développement de la mobilité électrique, les quantités d'énergie en jeu resteront limitées à moyen terme. Un parc de 1 million de VE/VHR (véhicules légers) représente ~2,2 TWh de consommation finale électrique : un scénario à ~15 millions de véhicules électriques à horizon 20 ans (scénario le plus ambitieux du BP RTE 2017) représenterait ainsi seulement 33 TWh de consommation, soit ~7% de la consommation actuelle d'électricité.

[Mobilité gaz naturel (GNV) et biogaz (bioGNV)] En Europe, de manière complémentaire à la mobilité électrique, le développement du GNV/bioGNV est aujourd'hui principalement orienté sur le segment des poids lourds⁷ (et en particulier le secteur du transport routier de marchandise).

Les signaux positifs au développement de la mobilité GNV/bioGNV sur ces segments sont nombreux en Europe, permettant d'envisager de manière crédible un scénario à plusieurs dizaines de milliers de poids lourds en circulation à horizon 10 ans, représentant un relais de croissance important des consommations pour le réseau (~23 TWh à horizon 2030 estimé en France dans la PPE 2016). Toutefois, la place du gaz naturel dans le secteur des transports routiers dépendra fortement de sa capacité à verdir ses consommations (renvoyant à la question du potentiel de développement du gaz renouvelable – [cf monographie infrastructures gazières](#)) et du maintien de sa compétitivité face à l'émergence potentielle d'autres carburants alternatifs (électricité et hydrogène).

[Mobilité hydrogène] Le développement actuel de la mobilité hydrogène reste à l'échelle mondiale encore très inférieur à celui de la mobilité électrique et GNV (~10 000 VH2 en circulation fin 2016 vs. ~2 millions de VE/VHR et ~24 millions de GNV).

⁵ Compétitivité néanmoins permise par un niveau de taxation des carburants globalement élevé en Europe

⁶ 300.000 unités en circulation fin 2016 d'après les statistiques disponibles

⁷ A l'exception de l'Italie qui bénéficie d'un parc historique existant important de véhicules légers (~1 million) et stations GNV (~1000) et continue de pousser le développement du GNV sur les véhicules légers également

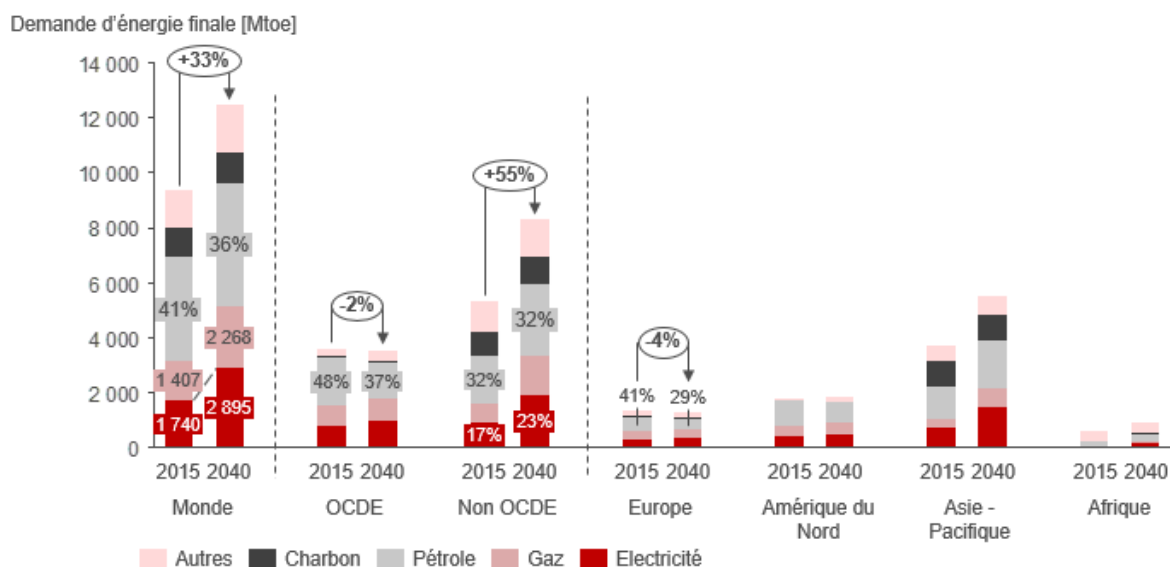
Dans le contexte actuel (manque d'investissement des grands constructeurs automobiles, perspectives de compétitivité limitées à court terme vs. véhicules thermiques et électriques (batterie), manque d'infrastructure d'avitaillement), un déploiement significatif de l'ordre de celui de la mobilité électrique (plusieurs millions de véhicules) paraît peu probable en France comme en Europe sur la décennie à venir. Son développement pourrait en revanche prendre de l'ampleur post 2030, sous certaines conditions et notamment une réalisation effective des trajectoires de réduction des coûts annoncées par les acteurs, ainsi que la capacité à produire à un coût compétitif de l'hydrogène décarboné.

SYNTHESE.....	2
I. EVOLUTION DE LA DEMANDE D'ENERGIE FINALE.....	8
II. DECARBONATION DE LA CHALEUR	16
1) ENJEU EN EUROPE	16
2) CONTEXTE REGLEMENTAIRE ET OBJECTIFS EUROPEENS.....	16
3) ETUDES DE CAS FRANÇAIS ET INTERNATIONAUX	17
a) <i>France</i>	19
b) <i>Danemark</i>	21
c) <i>Royaume-Uni</i>	25
d) <i>Etats-Unis</i>	26
e) <i>Chine</i>	29
III. DEVELOPPEMENT DES MOBILITES PROPRES	31
1) LA MOBILITE ELECTRIQUE.....	33
2) LA MOBILITE GAZ NATUREL (GNV ET BIOGNV)	38
3) LA MOBILITE HYDROGENE	40
IV. ANNEXES	46
1) GLOSSAIRE	46
2) LISTE DES FIGURES.....	46
3) BIBLIOGRAPHIE	47

I. Evolution de la demande d'énergie finale

A l'échelle mondiale, la demande en énergie finale devrait continuer à croître significativement⁸ – de l'ordre de +30% d'ici 2040 dans le scénario central de l'AIE – soutenue par une croissance forte de la demande des pays en développement (+55% de consommation d'énergie finale dans le même scénario hors pays de l'OCDE).

Figure 1 : Evolution de la demande d'énergie finale en fonction des géographies dans le scénario New Policies de l'AIE



Sources : AIE, 2017, World Energy Outlook

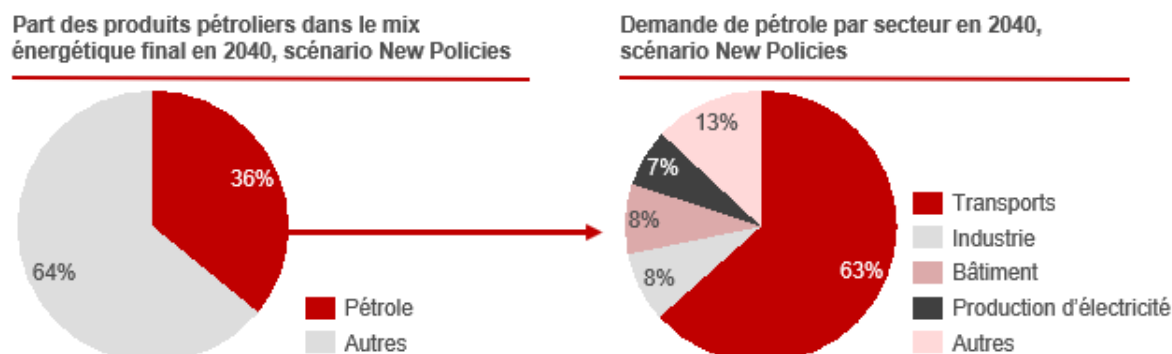
Cette tendance à l'échelle mondiale cache néanmoins des perspectives très différentes selon les géographies : à l'échelle de l'OCDE comme à l'échelle européenne, les scénarios prospectifs de référence envisagent une stagnation des consommations finales d'énergie à horizon 20 ans et une baisse de la part des énergies fossiles dans le mix final.

Une forte croissance des consommations finales est attendue sur les énergies gaz naturel comme électricité (environ +60 à 65% d'ici 2040 sur ces deux énergies, voir figure 1).

Les produits pétroliers resteront la source d'énergie finale majoritaire à cet horizon de temps, représentant 35 à 40% des consommations finales, une grande partie (environ les 2/3) provenant de la demande liée aux transports.

⁸ Selon les différents scénarios de référence : de l'AIE (Current et New Policies) ou du BP Energy Outlook (scénario de référence)

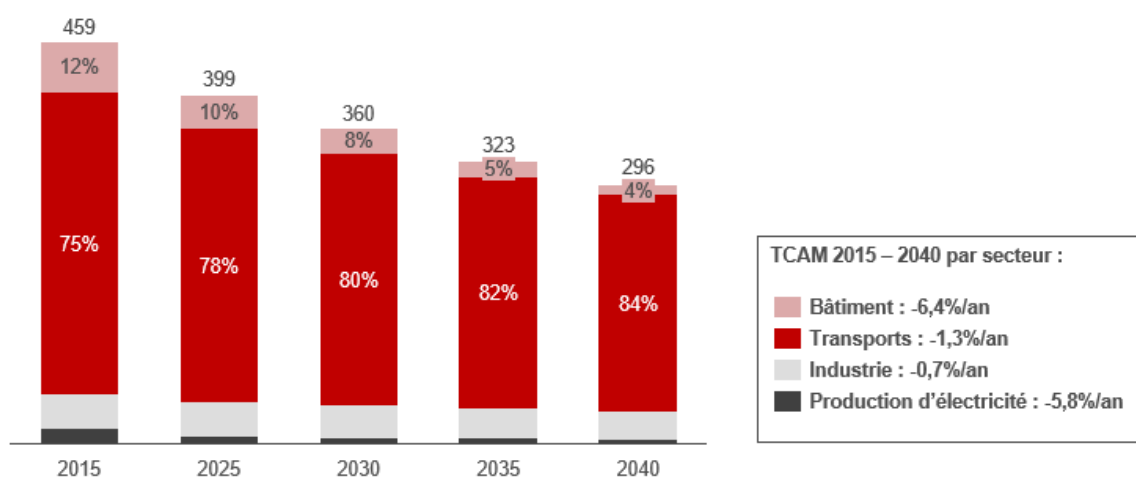
Figure 2 : Part des produits pétroliers dans le mix énergétique final et demande de produits pétroliers par secteur en 2040 dans le scénario New Policies de l'AIE



Source : AIE, 2017, World Energy Outlook

La décroissance de la part des énergies fossiles dans le mix final de demande devrait principalement provenir d'une baisse de la consommation des produits pétroliers. A l'échelle de l'Europe, compte tenu des objectifs environnementaux ambitieux fixés à l'échelle communautaire comme aux échelles nationales, il existe un consensus sur la tendance de forte diminution de la consommation des produits pétroliers dans le secteur du bâtiment (par un facteur ~5 à horizon 2040 dans le scénario New Policies de l'AIE⁹, voir figure 3) comme dans le secteur des transports (baisse attendue de ~30% à horizon 2040 dans le scénario New Policies de l'AIE).

Figure 3 : Evolution de la consommation de produits pétroliers par secteur en Europe [Mtoe] et TCAM par secteur entre 2015 et 2040, dans le scénario New Policies de l'AIE



Source : AIE, 2017, World Energy Outlook

Evolution de la demande en charbon

Nous raisonnons ici en énergie finale, et ne présentons donc pas d'analyse détaillée sur la demande primaire en charbon. Mais dans le cas de l'électricité, l'augmentation de la demande finale combinée à une baisse de la part du charbon dans le mix de production (analyse détaillée dans la [monographie](#))

⁹ World Energy Outlook 2017

sur le mix électrique) résulte en une stagnation de la demande mondiale en charbon pour la production d'électricité dans le scénario New Policies. Par ailleurs la demande primaire mondiale en charbon tous secteurs confondus¹⁰ augmente légèrement à horizon 2040 dans ce scénario, en raison d'une légère hausse de la consommation par le secteur de l'industrie.

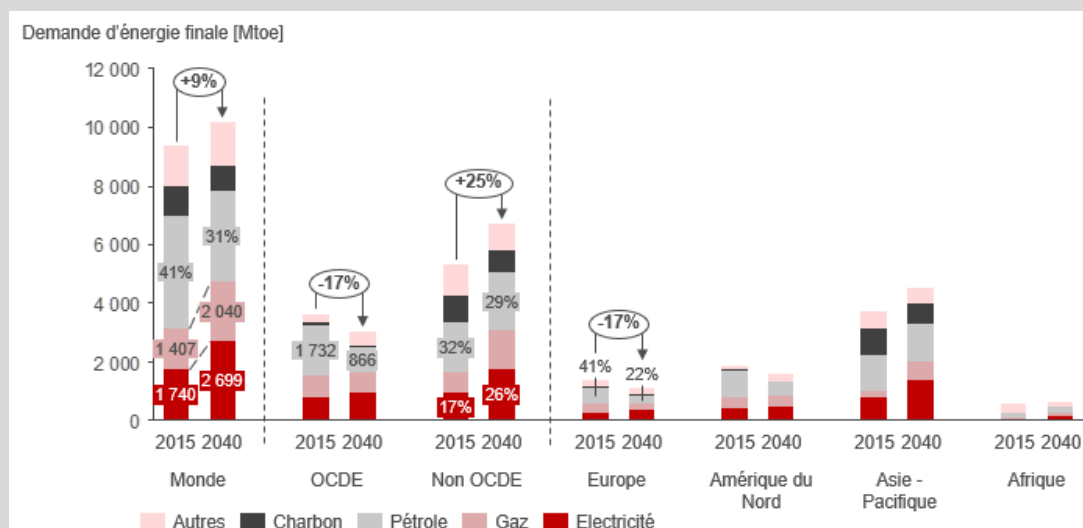
Scénario Sustainable Development de l'AIE :

Le scénario *Sustainable Development*, compatible avec un objectif de limitation à 2°C du réchauffement climatique, nécessite un renforcement des mesures décidées dans le cadre de l'Accord de Paris. Selon l'AIE, ce scénario permet également de remplir les objectifs de l'ONU concernant l'accès universel à l'énergie et la réduction de la pollution de l'air.

Ce scénario envisage ainsi une croissance moins importante de la demande en énergie finale : seulement +9% à l'horizon 2040 à l'échelle mondiale, +25% hors OCDE, et **-17% dans les pays de l'OCDE**, soit une nette baisse alors que le scénario New Policies envisage plutôt une stagnation des consommations. **Cette tendance dans les pays de l'OCDE serait principalement portée par la baisse de la demande en pétrole, de -50% entre 2015 et 2040, et dans une moindre mesure par la baisse de la demande en gaz.** Hors pays de l'OCDE, les consommations finales de charbon diminueraient (au lieu d'augmenter légèrement dans le scénario New Policies), et la hausse de la consommation de pétrole serait limitée (+14% contre +53% dans le scénario New Policies). La demande mondiale en charbon pour la production d'électricité diminuerait fortement (-64%) au lieu de stagner dans le scénario New Policies.

Les augmentations prévues de la demande finale en électricité et en gaz sont plus limitées dans le scénario *Sustainable Development*, mais encore importantes : +55% pour la demande en électricité, et +45% pour la demande finale en gaz au niveau mondial.

Figure 4 : Evolution de la demande d'énergie finale, scénario Sustainable Development de l'AIE



Sources : AIE, 2017, World Energy Outlook

¹⁰La demande primaire mondiale en charbon pour la production d'électricité représente ~2/3 de la demande primaire mondiale en charbon tous secteurs confondus, part en légère baisse à horizon 2040

L'anticipation d'une baisse de la consommation de produits pétroliers reflète l'impact attendu des objectifs d'efficacité énergétique en Europe : la directive européenne *Energy Efficiency Directive* fixe pour l'Union Européenne un objectif à 2020 de 20% de gains en efficacité énergétique, soit une baisse de 20% de la consommation d'énergie primaire par rapport à une projection « *business as usual* » établie en 2007. Sur la base de cette même directive, le Parlement Européen a adopté en plénière de janvier 2018 une cible obligatoire de 35% d'efficacité énergétique pour l'ensemble de l'Union Européenne à l'horizon 2030¹¹ (par rapport à la même trajectoire prise en référence pour 2020). Cette cible devrait à court terme être soumise à un trilogue entre la Commission Européenne, le Parlement et le Conseil Européen.

Parmi les grands pays européens, la France et l'Allemagne vont au-delà de cette directive dans leurs projets nationaux d'efficacité énergétique : la LTCEV vise une baisse de 20% en 2030 et de 50% en 2050 de la consommation d'énergie finale par rapport à 2012. Autre exemple d'objectif ambitieux, l'Allemagne s'est quant à elle fixée en 2010, dans *l'Energy Concept*, des objectifs de baisse de la consommation d'énergie primaire, de -20% en 2020 et -50% en 2050 par rapport à 2008.

La plupart des autres pays d'Europe de l'Ouest n'ont en revanche pas d'objectif de ce type au-delà du cadre européen. Le Royaume-Uni, par exemple, n'a pas à ce jour d'objectif à long terme de réduction de la consommation d'énergie finale au niveau national, et n'a à court ou moyen terme que celui fixé dans le cadre de l'objectif européen, de -18% de consommation d'énergie finale en 2020 par rapport à la projection « *business as usual* » de 2007 pour le Royaume-Uni.

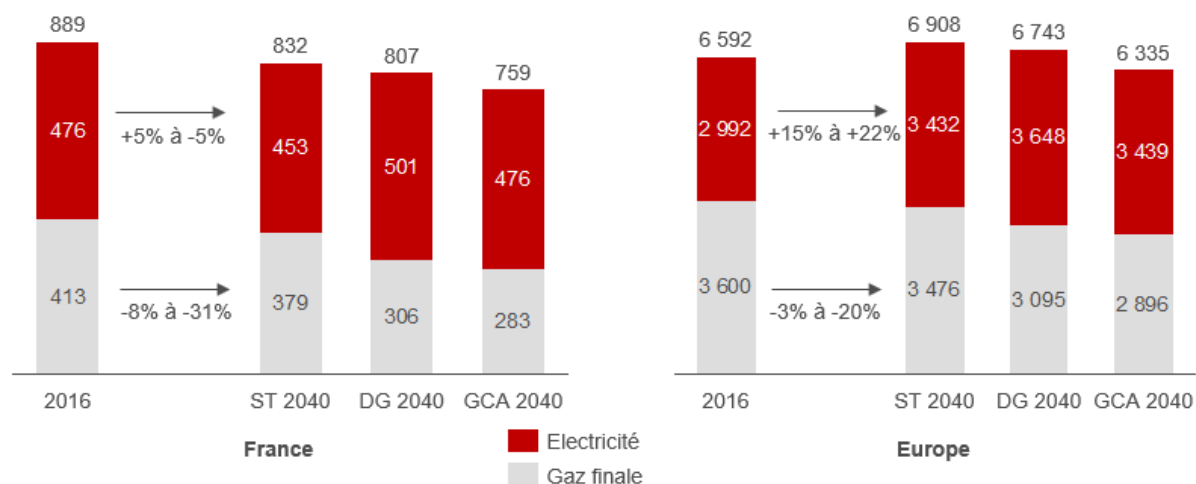
Concernant la demande en énergies de réseau (gaz naturel et électricité), les scénarios développés conjointement par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G prévoient une hausse de la demande en électricité et une baisse de la demande finale en gaz en moyenne à l'échelle de l'Europe, la situation étant par ailleurs très différenciée selon les pays. La tendance moyenne sur la consommation totale de gaz à l'échelle européenne est en revanche plus incertaine, en raison notamment des volumes consommés pour la production d'électricité qui pourraient compenser la baisse de la demande finale.

A l'image des perspectives françaises, la tendance baissière des consommations finales (i.e. hors production d'électricité) de gaz naturel est attendue de manière relativement homogène en Europe à long terme : entre -3% et -20% selon les scénarios entre 2016 et 2040, à l'échelle de l'Europe.

¹¹Communiqué de presse du Parlement Européen, 17/01/2018

<http://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20180112IPR91629/meps-set-ambitious-targets-for-cleaner-more-efficient-energy-use>

Figure 5 : Evolution des consommations finales de gaz naturel et d'électricité à 2040 en France et en Europe, sur la base des scénarios ST, DG et GCA de l'ENTSO-G et de l'ENTSO-E



Sources : ENTSO, 2017, TYNDP 2018; GRTGaz, 2017, Bilan Prévisionnel Pluriannuel 2017-2035; Eurostat ; analyses E-CUBE Strategy Consultants

Caractéristiques des scénarios :

- **Sustainable Transition (ST)** : croissance économique modérée, atteinte des objectifs européens à 2030, développement modéré du véhicule électrique, le gaz remplace le charbon pour assurer la flexibilité du système électrique, peu de changements dans le secteur de la chaleur
- **Distributed Generation (DG)** : développement accéléré des capacités de production et de stockage petite échelle résidentielles et commerciales, électrification du transport et de la production de chaleur
- **Global Climate Action (GCA)** : prix élevé du CO₂, efforts importants d'efficacité énergétique et de flexibilité de la demande, électrification du transport et de la chaleur

En revanche, la consommation totale de gaz naturel (ie incluant la production électrique) pourrait se maintenir au niveau actuel, en cas d'augmentation du poids du gaz naturel dans la production d'électricité, principal relais de croissance des consommations issues du réseau. Cette situation explique des perspectives géographiquement différenciées en Europe sur l'évolution de la consommation totale de gaz naturel entre :

- les pays historiquement « gaziers », dont une forte part de la production électrique non ENR provient déjà du gaz (Pays-Bas, UK par exemple), qui envisagent à plus long-terme une tendance à la baisse des consommations,
- et les pays présentant une filière gaz pour la production électrique moins développée (ou une filière charbon encore importante et amenée à diminuer, comme l'Espagne dans la figure ci-dessous), au sein desquels la production électrique pourrait compenser, voire dépasser la tendance baissière des consommations finales.

Figure 6 : Evolution des consommations totales (incluant la production d'électricité) de gaz en Europe et par pays, entre 2016 et 2035 selon le Bilan Prévisionnel Pluriannuel Gaz 2017 pour la France, et entre 2016 et 2040 selon les scénarios de l'ENTSO-G pour l'Europe et les autres pays

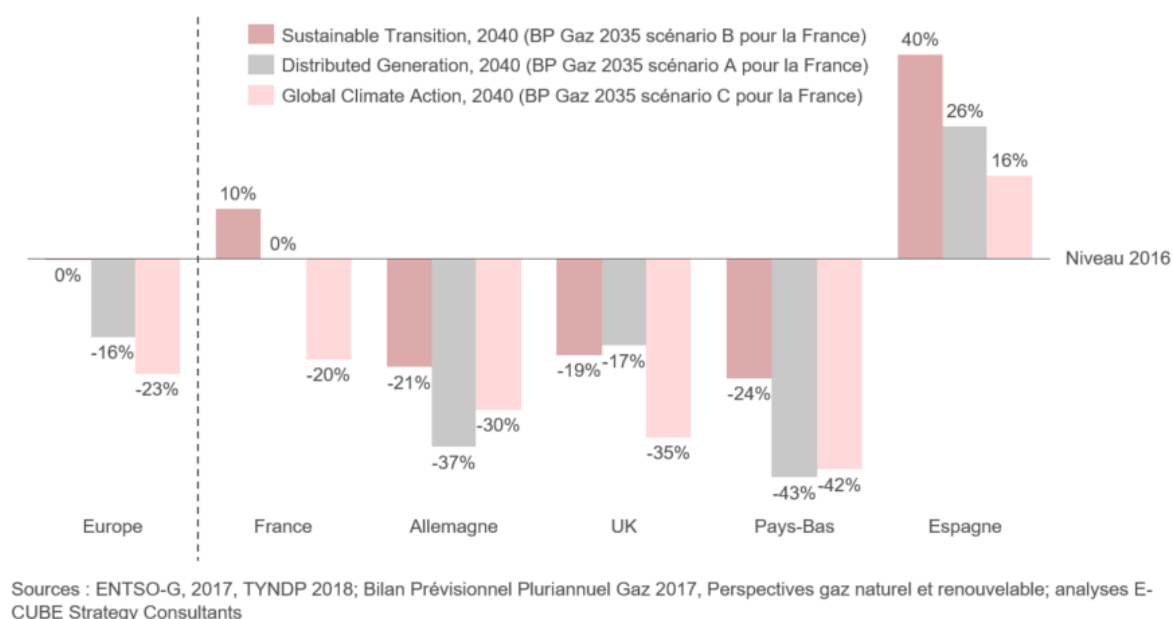
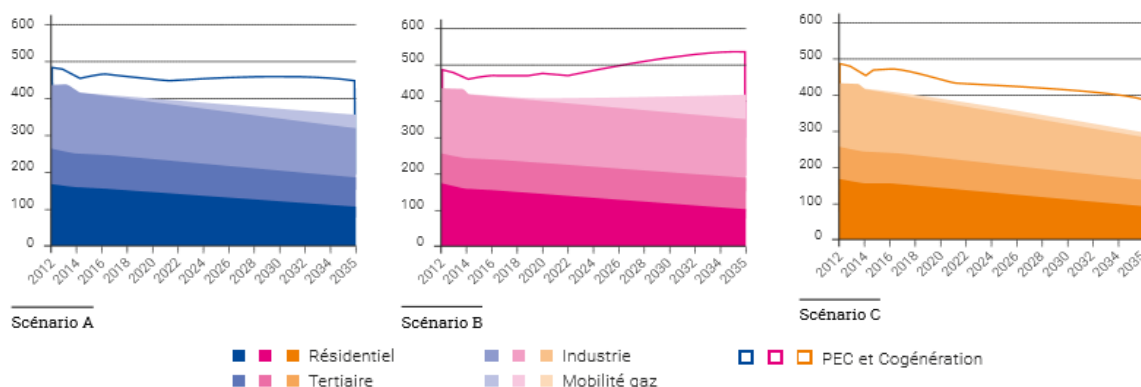


Figure 7 : Consommation de gaz en France dans les scénarios du BP Pluriannuel Gaz 2017 des GRT [TWh]



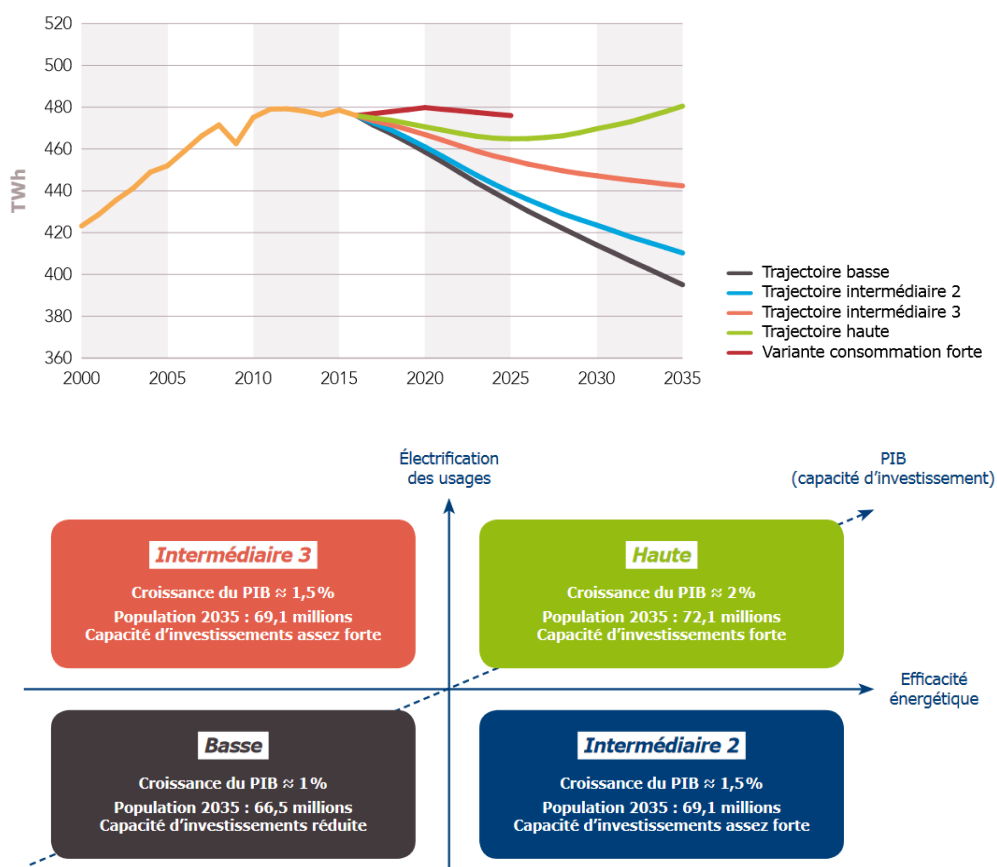
L'évolution de la consommation finale d'électricité à la maille européenne est en moyenne orientée à la hausse, la situation étant par ailleurs très différenciée en fonction des pays.

En France, les estimations réalisées par RTE dans son dernier bilan prévisionnel¹² envisagent une tendance à la baisse, qui contraste avec beaucoup d'autres pays européens et constitue un renversement de perspective par rapport au précédent exercice de projection à long terme. Trois des quatre trajectoires envisagées aujourd'hui présentent une estimation de consommation finale en forte baisse à horizon 2035 (au-delà de -10% dans 2 scénarios par rapport à aujourd'hui), la 4^{ème} trajectoire présentant une consommation stable à cet horizon par rapport à aujourd'hui. Les précédentes

¹² Bilan Prévisionnel 2017

projections de consommation à long terme (2030) proposées par RTE dans l'exercice 2014 n'envisageaient au contraire qu'une seule trajectoire légèrement à la baisse, et deux trajectoires en hausse avec des consommations intérieures supérieures à 500 TWh en 2030¹³. Cette différence de fond vient essentiellement, d'après les analyses de RTE, d'un renforcement de la cohérence économique des scénarios : des hypothèses de forte hausse du PIB, qui supposent des capacités d'investissement importantes, iront de pair avec une électrification importante des usages, mais également avec des investissements importants dans l'efficacité énergétique, qui seront ainsi suffisants (« effet rebond »¹⁴ compris) pour compenser l'ensemble des effets haussiers.

Figure 8 : Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité en France continentale, BP RTE 2017



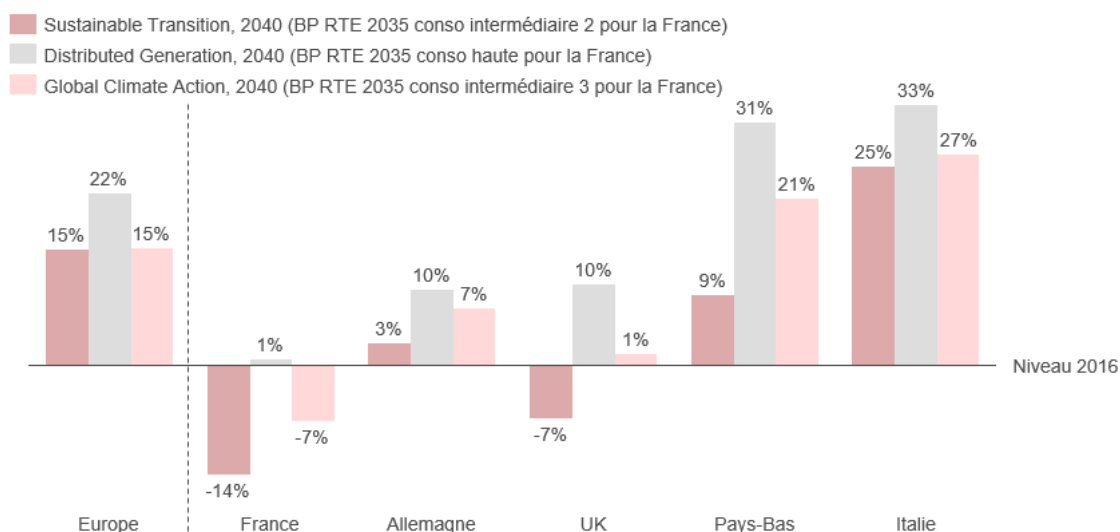
Par comparaison, la vision agrégée de l'ensemble des gestionnaires de réseaux européens remontée dans l'exercice de planification de l'ENTSO-E¹⁵ table sur une hausse de la consommation finale comprise entre +15% et +22% à horizon 2040 par rapport à 2016. D'après cet exercice, hormis la France, seuls quelques pays parmi les plus développés comme le Royaume-Uni et l'Allemagne pourraient connaître une stagnation ou légère baisse de leur consommation d'électricité, baisse éventuelle qui resterait limitée par rapport aux scénarios envisagés par RTE pour la France. Cela est cohérent avec le fait que, comme précisé plus haut, très peu de pays hormis la France se sont pour l'instant fixés des objectifs ambitieux de baisse de la consommation énergétique au-delà des objectifs européens d'efficacité énergétique.

¹³ Bilan Prévisionnel RTE 2014

¹⁴ Désigne le phénomène d'accroissement du niveau de confort thermique qui peut suivre des travaux d'isolation des logements

¹⁵ Ten Year Development Plan 2018 - ENTSOE

Figure 9 : Evolution des consommations finales d'électricité en Europe et par pays, entre 2016 et 2035 selon le BP RTE 2017 pour la France, et entre 2016 et 2040 selon les scénarios de l'ENTSO-E pour l'Europe et les autres pays

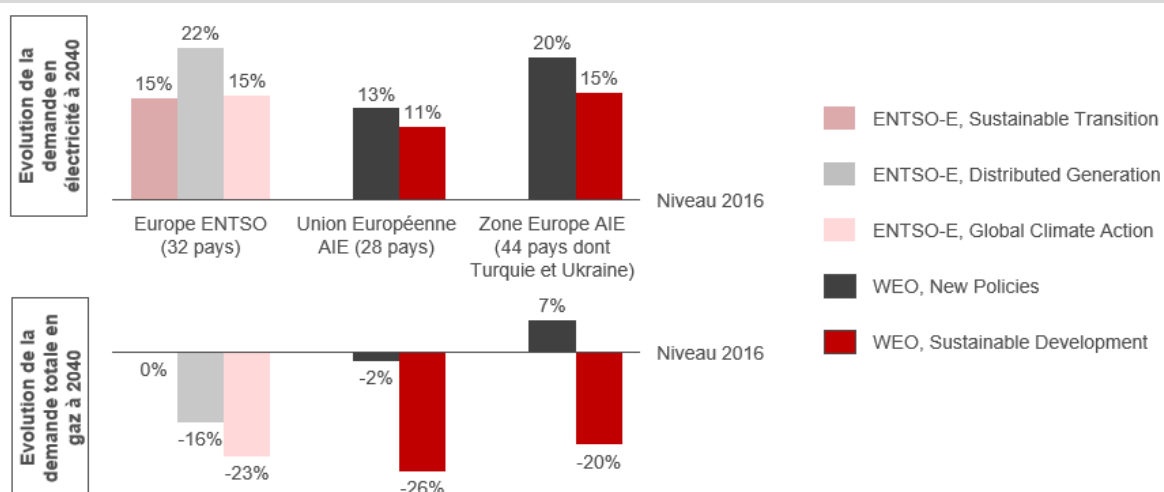


Sources : ENTSO-G, 2017, TYNDP 2018; RTE, 2017, Bilan Prévisionnel édition 2017; analyses E-CUBE Strategy Consultants

CAVEAT :

Pour l'Europe, nous prenons en référence dans la suite de ce paragraphe les scénarios développés conjointement par l'ENTSO-E et l'ENTSO-G dans le *Ten-Year New Development Plan 2018*. Ces scénarios, qui constituent la vision agrégée de l'ensemble des GRT européens, sont cohérents avec les scénarios du *World Energy Outlook 2017* de l'AIE pour l'Europe.

Figure 10 : Comparaison des évolutions à 2040 de la demande en électricité et en gaz, à l'échelle européenne, dans les différents scénarios de l'ENTSO-E/G et de l'AIE



Sources : ENTSO-G, 2017, TYNDP 2018 ; AIE, 2017, World Energy Outlook ; analyses E-CUBE Strategy Consultants

Plusieurs phénomènes impactant la demande d'énergie finale, comme la décarbonation de la production de chaleur et le développement des mobilités alternatives, pourraient par ailleurs modifier (ralentir ou accélérer) ces tendances sur les consommations de gaz et d'électricité.

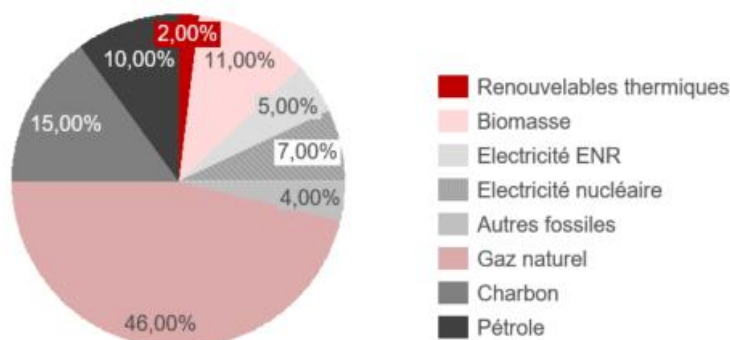
II. Décarbonation de la chaleur

1) Enjeu en Europe

A l'échelle européenne, la consommation d'énergie liée à la production de chaleur et de froid tous secteurs confondus représente ~50% de la consommation finale d'énergie (dont ~30% uniquement pour les secteurs résidentiels et tertiaire)¹⁶, et les énergies fossiles répondent à ~75% de cette demande en chaleur (figure 9). La décarbonation de la chaleur représente donc un enjeu majeur dans l'objectif de diminution des émissions de GES ciblé au niveau européen et national.

Cet enjeu renvoie directement, d'une part, au potentiel de développement des énergies renouvelables pour la production de chaleur, d'autre part, au potentiel de développement des réseaux de chaleur – aujourd'hui premier vecteur de développement des ENR dans la production de chaleur.

Figure 11 : Répartition en énergie primaire des sources de production de chaleur et de froid en Europe (tous secteurs confondus)



Sources : European Commission, 2016, Fact Sheet – Towards a smart, efficient and sustainable heating and cooling sector

2) Contexte réglementaire et objectifs européens

En réponse à cet enjeu, la Commission Européenne a proposé à titre indicatif dans sa dernière révision de la *Renewable Energy Sources Directive*¹⁷ un objectif de +1%/an de la part de chaleur renouvelable dans chaque pays membre.

¹⁶ Source IHS – Beyond the Flame - 2015

¹⁷ Proposée le 30 novembre 2016 par la Commission Européenne dans le cadre du Clean Energy Package, approuvée par le Conseil Européen en décembre 2017, soumise au vote en plénière au Parlement Européen en janvier 2018
<http://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-resilient-energy-union-with-a-climate-change-policy/file-renewable-energy-directive-for-2030-with-sustainable-biomass-and-biofuels>

La décarbonation de la production de chaleur et de froid a fait son entrée « directe » dans le programme énergétique de l'Union Européenne avec la **publication en février 2016 du document « Heating and Cooling Strategy » par la Commission Européenne**. Ce document, qui ne fait pas état d'objectifs chiffrés de pénétration de la chaleur renouvelable, est axé autour de 3 idées principales :

- La **décarbonation du secteur du bâtiment via l'efficacité énergétique**
- Le **développement des énergies renouvelables pour la production de chaleur**
- Le **développement des réseaux de chaleur urbains**, en exploitant la valorisation énergétique des déchets, les techniques de cogénération, et la source de flexibilité pour l'intégration des énergies renouvelables électriques que représentent ces réseaux de chaleur (grâce notamment au stockage de chaleur)¹⁸

La résolution du Parlement Européen adoptée à la suite de cette stratégie affirme que 50% de la demande totale de chaleur en Europe pourrait être fournie par des réseaux de chaleur¹⁹.

Cette stratégie a été intégrée dans la revue de la *Renewable Energy Sources* (RES) Directive par la Commission Européenne. La dernière révision proposée de celle-ci²⁰ intègre effectivement à titre indicatif (au-delà du l'objectif existant de 27% de consommation d'énergie finale renouvelable en 2030 à l'échelle européenne, et des objectifs nationaux pour 2020) un objectif d'augmentation annuelle de 1% de la part des énergies renouvelables dans la production de chaleur et de froid²¹, et ce dans chaque pays membre, qui est libre dans la manière d'atteindre cet objectif. Des obligations de transparence sur l'alimentation et le prix des réseaux de chaleur sont également incluses.

3) Etudes de cas français et internationaux

Différentes solutions techniques de décarbonation de la chaleur existent aujourd'hui (développement et verdissement des réseaux de chaleur, électrification, pompes à chaleur, chaudières gaz performantes et utilisation du biogaz, ou encore développement de la biomasse distribuée²²). A l'heure actuelle, aucune solution ne présente de compétitivité économique clairement supérieure aux autres. Il en résulte que les objectifs et stratégies de développement de la chaleur renouvelable dépendent fortement du contexte historique et économique de chaque pays, et en particulier de l'infrastructure existante et du prix des combustibles fossiles.

Quatre exemples internationaux sont donnés dans ce paragraphe : le Danemark, le Royaume-Uni, les Etats-Unis et la Chine. Ces exemples illustrent l'adaptation nécessaire au contexte spécifique de chaque pays (ressources, développement historique, contraintes géographiques et climatiques) des objectifs de développement de la chaleur renouvelable, et du mix de solutions techniques adopté. Trois éléments clés ressortent par ailleurs de ces études de cas :

- Dans tous les pays où, contrairement à la France, le taux d'électrification de la production de chaleur est historiquement faible, l'électrification des moyens de chauffage dans le cadre d'une production électrique de plus en plus décarbonée est identifiée comme une des voies principales de décarbonation de la chaleur. L'électrification des réseaux de chaleur, et l'association des RCU à des solutions de stockage de chaleur, constituent également une opportunité en tant que source de flexibilité du système électrique et de meilleure intégration de l'énergie éolienne au réseau.

¹⁸ Ce point sera détaillé par un encadré dans l'étude de cas Danemark, p.20

¹⁹ European Parliament resolution of 13 September 2016 on an EU Strategy on Heating and Cooling

²⁰ Proposée le 30 novembre 2016 par la Commission Européenne dans le cadre du Clean Energy Package, approuvée par le Conseil Européen en décembre 2017, soumise au vote en plénière en janvier 2018

²¹ European Parliament, 2016, Review of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC to adapt it to the EU 2030 climate and energy targets

²² Equipements individuels ou collectifs (pour immeubles) de chaudières ou poêles biomasse

- Hormis la France, les pays donnant un rôle important au verdissement des réseaux de chaleur pour la décarbonation du secteur sont des pays bénéficiant d'une infrastructure existante, développée sous l'impulsion de l'état, comme le Danemark ou la Chine.
- Les politiques aux résultats avérés en matière de décarbonation de la chaleur sont coercitives, à la fois en termes de réglementations encadrant les moyens de chauffage autorisés, et de taxation des énergies fossiles. L'exemple le plus marquant en la matière est celui du Danemark où les chaudières au fioul, par exemple, sont interdites depuis peu dans les logements dans lesquels une connexion au réseau de gaz naturel ou à un réseau de chaleur est possible. Une telle politique serait cependant difficile à reproduire en France pour des raisons de coûts : au Danemark le fioul domestique ne représente que 8% des ménages (soit ~ 200 000 ménages), contre ~20% en France.

Les points clés pour chaque pays présenté sont synthétisés dans le tableau ci-dessous, puis développés.

Pays	Contexte historique et économique	Objectifs et stratégie
France	<ul style="list-style-type: none"> - Un taux d'électrification de la production de chaleur historiquement important - Une couverture importante du réseau de gaz naturel - Réseaux de chaleurs historiquement peu développés 	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de 38% de chaleur renouvelable en 2030, multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid - Stratégie de développement « équilibrée » des différentes solutions existantes, avec néanmoins un focus particulier sur le déploiement et le verdissement des réseaux de chaleur urbains
Danemark	<ul style="list-style-type: none"> - Un taux de couverture historiquement important des réseaux de chaleur (>60% de la chaleur résidentielle) - Un contexte réglementaire historiquement important dans le secteur du chauffage (approche obligatoire pour le développement des réseaux de chaleur) 	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif très ambitieux : 100% de chaleur renouvelable en 2035 - 4 points clés dans leur stratégie <ul style="list-style-type: none"> o Décarbonation des réseaux de chaleur par la biomasse et l'électrification (100% d'électricité renouvelable prévus en 2035 également) o Cadre coercitif sur la baisse des énergies fossiles dans le chauffage individuel (fioul mais aussi gaz naturel) → objectif d'éradication du fioul et de forte limitation du gaz naturel o Un gaz 100% bio pour le chauffage (part du gaz dans le chauffage relativement faible) o Electrification des réseaux et du chauffage individuel, notamment vue comme source de flexibilité à la hausse pour la gestion d'un système électrique 100% ENR (stockage « power-to-heat »)
Royaume-Uni	<ul style="list-style-type: none"> - Un taux de couverture très important du réseau de gaz (80% des besoins en chauffage résidentiel) - Très peu de réseaux de chaleur 	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de 12% de chaleur renouvelable en 2020, peu de résultats à date par manque de soutien financier - Stratégie nationale en cours d'élaboration sur 3 points clés à peser <ul style="list-style-type: none"> o Electrification, PACs et solaire en individuel o Développement de la filière biogaz

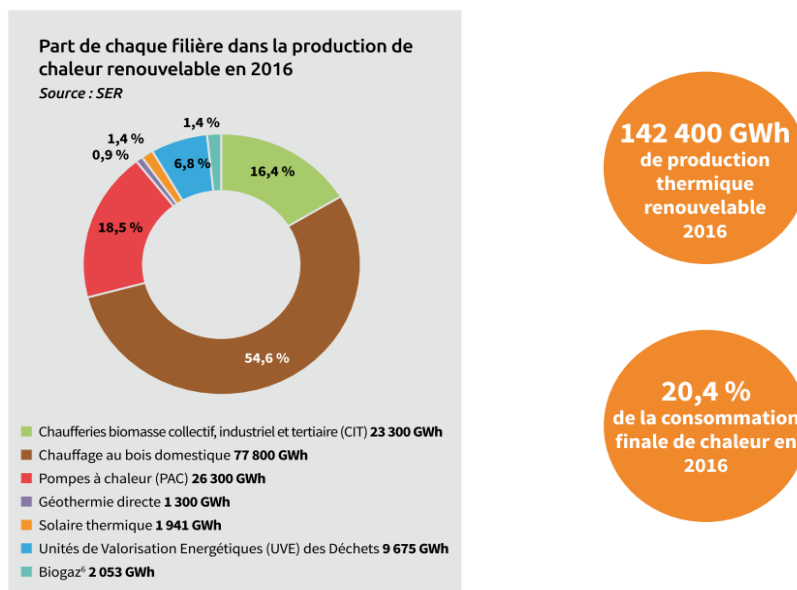
		<ul style="list-style-type: none"> ○ Développement des réseaux de chaleur
Etats-Unis	<ul style="list-style-type: none"> - Modes de chauffage et infrastructures très différents selon les états - Sujet de la climatisation plus important - Gaz très compétitif, produits pétroliers encore très utilisés en climat froid 	<ul style="list-style-type: none"> - Pas de stratégie fédérale, quelques états du Nord-Est ont des stratégies, peu d'objectifs, limités en général à <5 % en 2020 ou 2030 - Les quelques stratégies mettent surtout en avant les PACs <ul style="list-style-type: none"> ○ Gestion combinée de la climatisation et du chauffage ○ Mais développement encore limité par manque de compétitivité - La progression du gaz naturel fait également partie des stratégies des états - Pas de développement important prévu des RCU ou de l'injection biogaz
Chine	<ul style="list-style-type: none"> - Réseaux de chaleur historiquement bien développés/subventionnés dans les régions du Nord, alimentés en majorité au charbon aujourd'hui (chaudières et CHP) - Volonté forte de diminution de la part du charbon (objectif de 58% de charbon dans la consommation d'énergie primaire en 2020, contre 64% en 2015²³) 	<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'objectif spécifique en % de chaleur renouvelable, mais objectifs ambitieux pour les technologies dans le 13^{ème} plan quinquennal, en vue d'atteindre 15% de renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2020 - Pas une unique technologie / solution privilégiée en particulier ; fort développement d'un ensemble de solutions en fonction de leur pertinence selon les régions : objectifs concernent le solaire thermique, la géothermie, la biomasse, la cogénération au gaz, l'électrification, et la modernisation des cogénérations pour intégrer plus d'ENR électriques + diminution de la part du charbon dans les réseaux de chaleur (principalement par le gaz)

a) France

En France, la future réglementation environnementale des bâtiments, les mécanismes d'incitation en place orientent la stratégie vers un développement équilibré des différentes solutions techniques existantes, avec néanmoins une accélération souhaitée du déploiement et du verdissement des réseaux de chaleur. Les objectifs nationaux sur les réseaux de chaleur sont néanmoins jugés très ambitieux, voire irréalistes, par la filière aujourd'hui, compte tenu du contexte économique (prix du gaz très faible, subventions limitées) et du rythme de développement actuels.

²³ 13^{ème} Plan Quinquennal

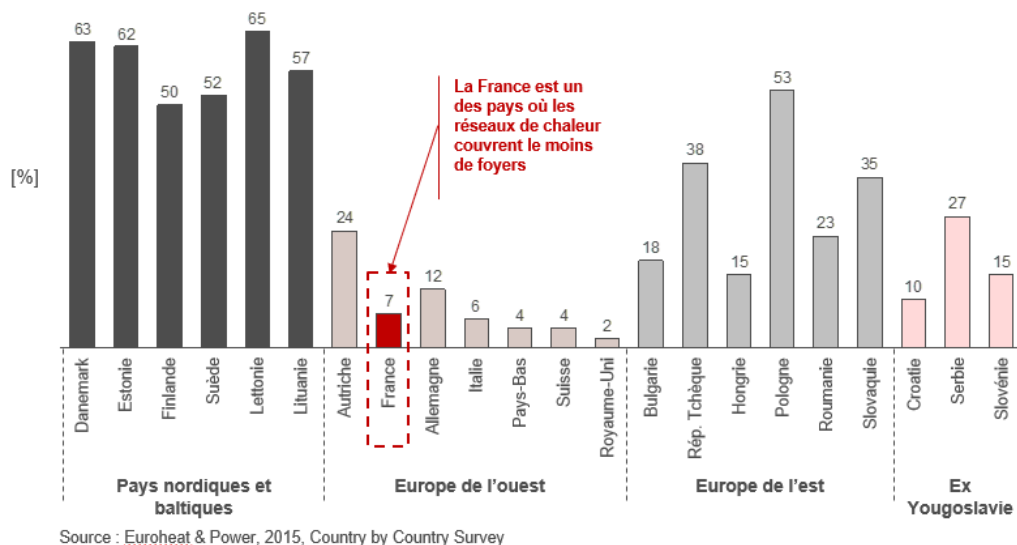
Figure 12 : Répartition des technologies dans la production de chaleur renouvelable en France, 2016



En France, la part des ENR dans la production de chaleur brute s'élevait en 2016 à 20,4% (142 TWh de production thermique renouvelable²⁴), majoritairement portée par la biomasse à l'échelle individuelle (chauffage individuel au bois) comme collective (chauffage collectif ou réseaux de chaleur).

Par ailleurs, le développement des réseaux de chaleur, desservant ~7% de la population, reste encore très limité par rapport à certains de nos voisins européens (pays scandinaves et pays d'Europe de l'Est, notamment). Ce faible niveau de développement historique s'explique par plusieurs raisons : un développement significatif du réseau de gaz naturel couvrant aujourd'hui une grande majorité de la population française, un développement historique important du chauffage électrique (lié notamment au développement du parc nucléaire) et un besoin global de chaleur moindre que certains pays européens (Scandinavie, Europe de l'est ou nord de l'Europe) n'ayant pas incité au développement d'infrastructures de production massive de chaleur.

Figure 13 : Proportion de la population raccordée aux réseaux de chaleur par pays européen



²⁴ Source SER & ADEME –

Pourtant, le développement des réseaux de chaleur est un des leviers d'intégration des ENR dans la production de chaleur les plus efficaces économiquement, dès lors qu'une densité de population minimale est atteinte (optimisant les coûts de gestion des réseaux de chaleur). Le développement des réseaux de chaleur répond aussi à une tendance de décentralisation de la question énergétique, permettant la réappropriation par les collectivités locales de la production d'énergie.

La LTECV²⁵ reflète cet état de fait en s'appuyant notamment sur le développement et le verdissement des réseaux de chaleur pour définir ses objectifs de développement de la chaleur renouvelable à **horizon 2030** :

- **Une part de 38% d'énergie renouvelable dans la consommation finale de chaleur, soit un quasi doublement par rapport à la situation actuelle (~20%), toutes sources de chaleur renouvelable confondues** (biomasse, biogaz, PACs, solaire thermique, ENR électriques, etc.)
- **Une multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid** (aujourd'hui proche de 12 TWh, soit ~50% des 23,5 TWh livrés par réseaux de chaleur ou froid)

L'atteinte de ces objectifs, jugée cependant difficile par la filière dans les conditions actuelles (cf. paragraphe suivant), pourrait venir accélérer la diminution des consommations de gaz naturel sur le réseau centralisé.

Ces objectifs nationaux sont jugés très ambitieux (voire irréalistes) dans le contexte économique actuel et compte tenu du rythme de développement constaté. En effet, les prix historiquement bas du gaz naturel, couplés à des difficultés de développement de projets renouvelables (approvisionnement local en biomasse complexe, autres ressources renouvelables et de récupération limitées) et des niveaux de financement & subventions limités freinent le développement des projets.

b) Danemark

Le Danemark s'est fixé l'objectif très ambitieux de parvenir en 2035 à une chaleur 100% renouvelable. Cet objectif est rendu possible par la forte pénétration historique des réseaux de chaleur, jugés plus faciles à décarboner que le réseau de gaz naturel, et par l'autre objectif à 2035 du pays, qui est de parvenir à 100% d'électricité renouvelable. La stratégie repose aujourd'hui sur 3 points essentiels : la décarbonation des réseaux de chaleur (par la poursuite du développement de la biomasse, et l'électrification de ces réseaux par des pompes à chaleur solaires et chaudières électriques), l'élimination par une politique coercitive du chauffage au fioul individuel, au profit notamment des PACs et le développement de la filière biogaz pour verdir le reliquat des usages gérés par le gaz naturel (l'idée de fournir un gaz 100% bio pour le chauffage étant envisageable grâce à la relativement faible part du gaz). Il est intéressant de constater que l'électrification du chauffage est globalement recherchée au Danemark, en tant que source de flexibilité de la demande jugée utile dans un système futur très fortement renouvelable (développement du stockage saisonnier de chaleur « *Power-to-heat* »), contrairement à la France où son effet sur la pointe hivernale est jugé négativement.

Après le choc pétrolier des années 1970, le Heat Supply Act de 1979 a contribué à un développement accéléré des réseaux de chaleur urbains au Danemark (passant de 30 à 60% de la fourniture de chaleur entre 1980 et 2000). Divers objectifs européens et nationaux de décarbonation sont ensuite venus se greffer sur un marché dans lequel les réseaux de chaleur occupaient déjà une part très importante :

²⁵ Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte

- Les objectifs européens prévoient 30% d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale en 2020 pour le Danemark, et **40% de chaleur renouvelable en 2020**
- La Stratégie Energétique 2050, publiée en 2011 par le gouvernement, prévoit **d'éliminer les énergies fossiles pour la fourniture de chaleur et d'électricité à l'horizon 2035**, et d'éliminer totalement le charbon de la production d'énergie à l'horizon 2030.
- La réglementation danoise est coercitive pour éliminer les énergies fossiles dans le chauffage hors réseaux de chaleur : **les chaudières au gaz et au fioul sont interdites dans les logements neufs depuis 2013, et les nouvelles chaudières au fioul sont interdites dans tous les bâtiments desservis par les réseaux urbains ou le réseau de gaz depuis 2016.**

Focus sur la part des produits pétroliers dans le bâtiment en France et en Europe :

Malgré une décroissance progressive importante ces dernières années (environ -5%/an pour le fioul domestique et -4%/an pour le GPL), les produits pétroliers représentent encore en France une part importante (~105 TWh soit ~15%) de la consommation finale d'énergie des secteurs résidentiels et tertiaires cumulés²⁶. Le parc de chaudières existantes²⁷, principalement situées dans des logements anciens et dans des communes non raccordées au réseau de gaz naturel (pour ~60% d'entre des consommateurs de fioul), continue ainsi de représenter des consommations importantes.

Le remplacement progressif de ces chaudières par d'autres énergies de chauffage et la forte diminution des parts de marchés de ces énergies dans la construction neuve (liée à la réglementation thermique) devraient faire drastiquement diminuer la part de ces énergies dans le mix final à moyen terme (post 2030).

A titre d'exemple, le Danemark a récemment mis en place un cadre réglementaire interdisant les chaudières à fioul sur les constructions neuves (depuis 2013) mais interdisant surtout les chaudières à fioul sur le parc existant en cas de possible connexion au réseau de gaz naturel (depuis 2016). Ce cadre réglementaire est soutenu par la mise en place d'un fonds d'aide au financement de l'installation de chaudières dans les foyers chauffés au fioul domestique les plus précaires vers les énergies renouvelables. L'Allemagne a également mise en place en 2016 une interdiction des chaudières à fioul sur les nouvelles constructions en 2016 (cette interdiction ne concerne pas les rénovations).

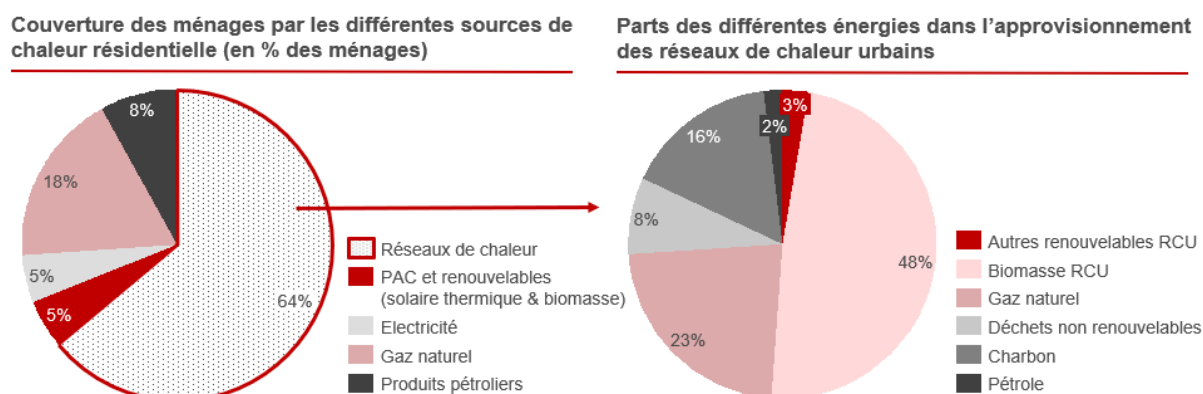
En France, en 2012, la Fondation Nicolas Hulot a proposé d'imposer le progressif remplacement de toutes les chaudières au fioul domestique par des chaudières bois ou des pompes à chaleur, via une aide publique au financement de la nouvelle installation proportionnelle au revenu des ménages et pouvant s'approcher de 100% en cas de précarité.

De tels mécanismes réglementaires, tout en étant accompagnés d'aides financières pour les foyers consommateurs les plus précaires, pourraient accélérer la disparition des produits pétroliers dans la production de chaleur.

²⁶ Chiffres 2013 – source ADEME – chiffres clés de l'énergie

²⁷ 600 000 appartements sont chauffés au FOD en 2015, soit ~5% des appartements en France / ~3 millions de maisons individuelles sont chauffées au FOD, soit ~20% des maisons individuelles

Figure 14 : Sources d'énergies pour la fourniture de chaleur dans le secteur résidentiel au Danemark



Sources : Danish Energy Agency, 2016, Energy Statistics 2015

L'atteinte des objectifs ambitieux du *Heat Supply Act* de 1979 a notamment été permise par une approche obligataire (les municipalités peuvent rendre la **connexion au réseau obligatoire**), un haut niveau de consensus social (le *Heat Supply Act* stipule que les **réseaux de chaleur doivent fonctionner comme des « non-profit »**, afin que le consommateur soit protégé du monopole naturel), un très fort développement de la cogénération (~80% de la chaleur des réseaux urbains est co-produite avec de l'électricité), un **haut niveau de taxation des énergies fossiles** pour la production de chaleur (encourageant la biomasse), et une forte culture des coopératives agricoles.

Le « *wind scenario* » du gouvernement danois envisage un **maintien de la production des réseaux de chaleur autour de 135 PJ à l'horizon 2035²⁸**, avant une légère baisse à l'horizon 2050 due à la baisse de la demande dans les logements couverts (voir figure 16) :

- Rôle important dans la filière déchets, poursuite du développement de la filière biomasse
- **Source de flexibilité pour l'intégration de l'énergie éolienne** au réseau : solutions d'**électrification des réseaux de chaleur** (PACs, chaudières électriques) ; solutions de **stockage de chaleur** (déjà en partie mises en place au Danemark) qui permettent de stocker sous forme de chaleur un excès de production éolienne ; **solutions de by-pass des turbines dans les usines de cogénération**, permettant de baisser en charge tout en continuant à produire de la chaleur

Stockage de chaleur et réseaux de chaleur :

Quatre technologies existent actuellement permettant le stockage saisonnier de chaleur dans les réseaux de chaleur : TTES (*Tank Thermal Energy Storage*), PTES (*Pit TES*), BOTES (*Borehole TES*), et ATES (*Aquifer TES*). Ces solutions diffèrent essentiellement par le réservoir de chaleur choisi : aquifère, sol, ou réservoir d'eau, à diverses profondeurs (voir figure 15).

Les solutions de stockage de chaleur implémentées au Danemark dans les réseaux de chaleur sont principalement les PTES et TTES, et plus récemment BTES pour les réseaux de chaleur

²⁸ Danish Energy Agency, 2015, Regulation and planning of district heating in Denmark

utilisant du solaire thermique. **Les réseaux de chaleur urbains danois comprennent déjà une capacité installée en stockage thermique de l'ordre de plusieurs dizaines de GWh²⁹³⁰.**

Figure 15 : Description des technologies de stockage saisonnier de chaleur³¹

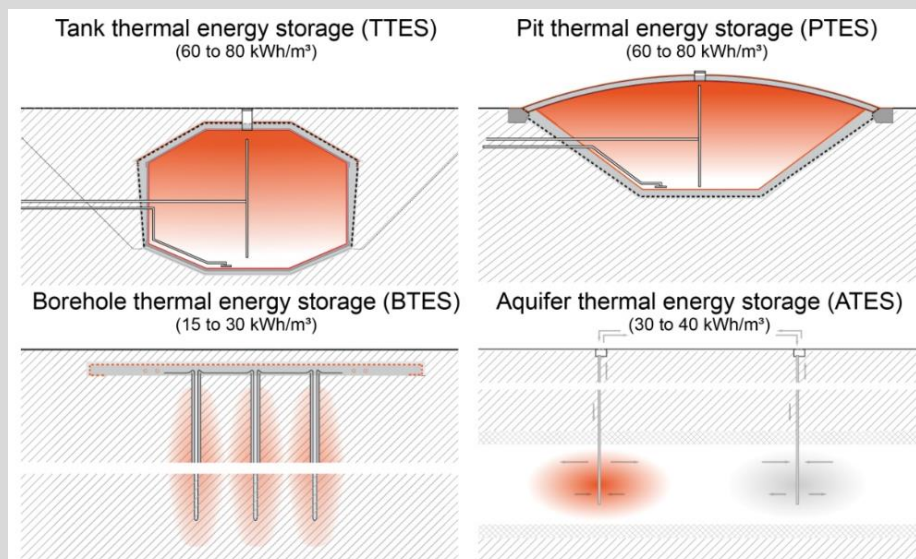
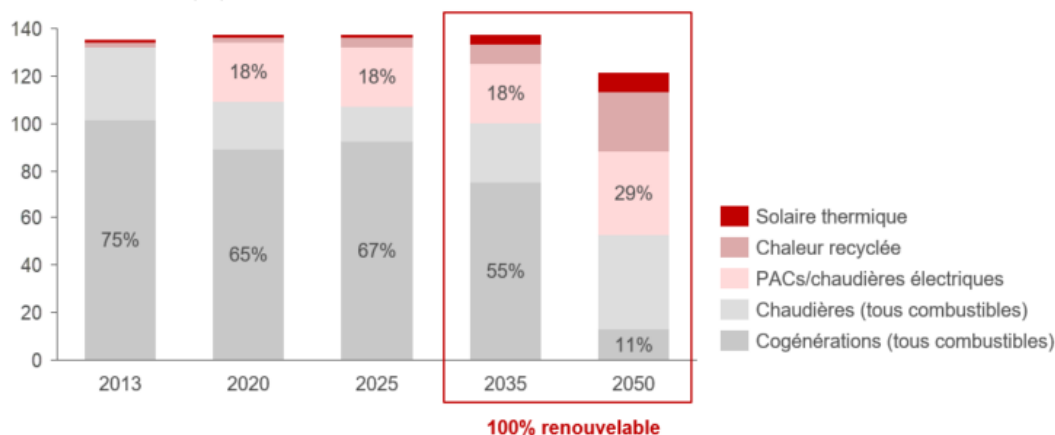


Figure 16 : Evolution des technologies de production des réseaux de chaleur au Danemark dans le "Wind scenario"

Production des réseaux de chaleur (PJ)



Source : Danish Energy Agency, 2015, Regulation and planning of district heating in Denmark

A l'horizon 2050, **les solutions de pompes à chaleur et chaudières électriques, alimentées par de l'électricité renouvelable, pourraient fournir jusqu'à un tiers de la chaleur des réseaux urbains³².** Par ailleurs, le développement de la filière biogaz et la promotion (financée à hauteur de 35 MDKK) des nouvelles sources de chaleur renouvelable (géothermie, solaire thermique et pompes à chaleur

²⁹ Gron Energy at the International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating in Copenhagen, 2015, « District Heating, an important key towards a green future and a new export adventure »

³⁰ Energy Technological Development and Demonstration Program, 2017, Long term storage and solar district heating

³¹ IEA Solar Heating and Cooling Programme, 2015, Seasonal Thermal Energy Storage

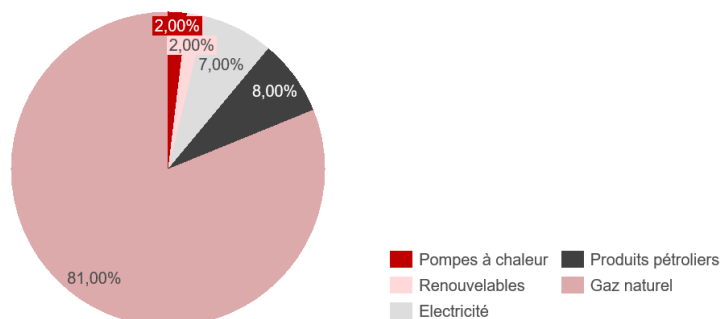
³² Euroheat & Power

individuelles, celles-ci bénéficiant de 14% de part de marché dans le neuf), devraient permettre d'atteindre 100% de chaleur renouvelable à l'horizon 2035.

c) Royaume-Uni

Le Royaume-Uni présente lui aussi un objectif ambitieux de développement de la chaleur renouvelable, fixé à 12% en 2020 (vs 0,5% en 2005), dans un contexte historique largement dominé par le gaz (81% dans le secteur résidentiel). Cet objectif semble aujourd'hui difficilement atteignable (2% atteints en 2015), les réalisations à ce jour restant faibles par manque de soutien financier. Cependant, afin que la production de chaleur participe au respect des objectifs long terme de réduction des émissions de CO₂, des réflexions sont en cours (rapport attendu pour 2018) pour évaluer les différentes options et mettre en place une stratégie.

Figure 17 : Parts des énergies pour la production de chaleur résidentielle au UK



Sources : Parliamentary Office of Science and Technology, 2016, Carbon Footprint of Heat Generation

Les investissements pour atteindre l'objectif de 15% de renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2020 et 27% en 2030³³ ont pour l'instant principalement porté sur la production d'électricité au UK. La **Renewable Heat Incentive**³⁴, qui soutient notamment les PACs, la biomasse et le solaire thermique depuis 2011, n'a pour l'instant pas suffi à donner une réelle dynamique au sujet de la chaleur renouvelable au UK : la figure 3 montre que les énergies renouvelables ne fournissaient en 2015 que 2% de la demande en chaleur du pays. **L'objectif de 2020 semble donc aujourd'hui compromis**, les raisons principalement citées étant le coût des technologies, la complexité d'installation, et le manque de ressources locales pour les projets biomasse/biogaz.

Cependant au-delà de 2020, le respect des objectifs gouvernementaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-57% en 2032 par rapport à 1990) nécessitera des investissements dans la chaleur décarbonée, comme le prévoit la **Clean Growth Strategy** publiée par le gouvernement en octobre 2017. Cette stratégie reconnaît la nécessité de réduire drastiquement les émissions de GES du secteur de la

³³ EU Council 2030

³⁴ Subventions définies dans le plan stratégique "The future of heating : A Strategic Framework for Low Carbon Heating in the UK" en 2012

chaleur, évaluées aujourd'hui à environ 220 gCO_{2eq}/kWh³⁵. Elle prévoit **d'ici l'été 2018 la publication d'un rapport évaluant les trois options pour la production de chaleur renouvelable**³⁶ :

- **Décarbonation au niveau des immeubles (électrification, pompes à chaleur, solaire).** La Renewable Heat Incentive (en cours de réforme) devrait contribuer à hauteur de 4,5 Mds£ au développement de ces technologies pour les secteurs résidentiel et commercial.
- **Décarbonation du réseau de gaz (développement de la filière biogaz).**
- **Développement des réseaux de chaleur, de la biomasse et de la cogénération :**
 - o Près de **50% de la consommation de chaleur est située dans des zones considérées comme suffisamment denses pour assurer la viabilité des réseaux de chaleur urbains**, qui ne couvrent aujourd'hui que moins de 2% des foyers
 - o Une étude publiée par le DECC en 2015³⁷ situe le prix de la chaleur fournie par les réseaux urbains entre 5 et 10 p/kWh (i.e. entre 70 et 140 €/MWh. A titre de comparaison le prix du kWh de chauffage avec une chaudière gaz à condensation (solution décentralisée la plus économique actuellement pour le consommateur) s'élève, en incluant le coût d'achat de la chaudière et pour le type de logement concerné par les réseaux de chaleur, à environ 7 à 10 p/kWh, soit 100 à 140 €/MWh
 - o Le développement reste actuellement lent en raison du manque d'expérience et de subventions, mais les grandes villes (Londres³⁸, Manchester, Nottingham, etc.) ont commencé à prévoir la mise en place de réseaux de chaleur dans des zones où ceux-ci seraient viables économiquement

d) Etats-Unis

Le contexte américain diffère des cas européens de par la diversité géographique du territoire et l'importance du sujet de la climatisation. Le sujet de la chaleur et du froid renouvelables y est de manière générale peu mature, et se heurte à un prix du gaz particulièrement faible. Aucune politique n'est définie au niveau fédéral, seuls quelques états ont pris l'initiative d'établir des stratégies pour la chaleur renouvelable, très peu incluent dans ces stratégies des objectifs chiffrés, et ces objectifs restent limités à quelques % de chaleur renouvelable à court ou moyen terme. Les technologies mises en avant (en tant qu'alternatives aux produits pétroliers en particulier) sont le plus souvent les PACs individuelles, qui offrent une solution commune pour la climatisation et le chauffage et dont l'efficacité en climat froid s'améliore, mais leur développement demeure limité par manque de compétitivité. Enfin contrairement à l'Europe, les réseaux de chaleur (historiquement marginaux et réservés aux campus ou complexes militaires) ne font pas partie des solutions envisagées à grande échelle, de même que l'injection de biogaz, peu développée (vs. Europe) qui souffre des prix très bas du gaz naturel fossile.

Le gaz est aujourd'hui l'énergie de chauffage la plus utilisée aux US, en particulier dans les régions froides/très froides, où l'utilisation des produits pétroliers est encore assez commune (~6 millions de foyers utilisent du fioul domestique comme principale source de chaleur³⁹). Les pompes à chaleur atteignent environ 20% de part de marché dans les zones chaudes et humides et en climat tempéré, où

³⁵ Parliamentary Office of Science and Technology, 2016, Carbon Footprint of Heat Generation; à titre de comparaison, l'empreinte carbone du kWh électrique produit au UK est évaluée en 2017 à 352 gCO_{2eq}/kWh (contre ~50 gCO_{2eq}/kWh en France), ce qui justifie de fait la priorité donnée dans un premier temps à la décarbonation de la production électrique. Par ailleurs les réseaux de chaleur danois ont une empreinte carbone de l'ordre de ~100 gCO_{2eq}/kWh, et celle du kWh de chauffage résidentiel moyen au Danemark peut être estimée à ~140 gCO_{2eq}/kWh ; cette différence est essentiellement liée à l'utilisation importante de biomasse dans les réseaux de chaleur danois.

³⁶ Carbon Brief, 2017, "In-depth: How the "Clean Growth Strategy" hopes to deliver UK climate goals"

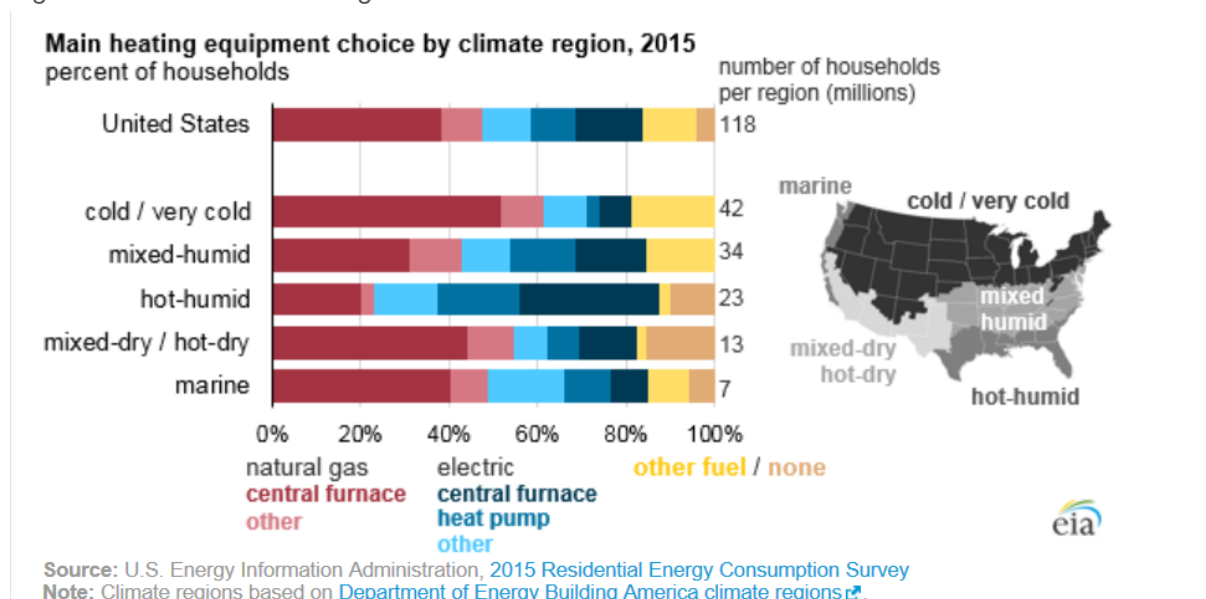
³⁷ Department of Energy and Climate Change, 2015, "Assessment of the Costs, Performance and Characteristics of UK Heat Networks" (d'après un rapport d'AECOM)

³⁸ Greater London Authority, 2013, District Heating Manual for London

³⁹ https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=heating_oil_use

elles sont mises à profit pour la climatisation en été, et où elles représentent une alternative à l'acquisition d'une unité d'air conditionné en plus d'une chaudière.

Figure 18 : Modes de chauffage résidentiel en fonction du climat aux US



Les états jouent un rôle essentiel dans le développement de la chaleur renouvelable, la responsabilité d'établir une stratégie et des objectifs de décarbonation de la chaleur leur revenant entièrement. Le rôle du gouvernement fédéral en la matière est limité aux crédits d'impôts pour les investissements dans le chauffage solaire thermique (secteur résidentiel et commercial) et le chauffage géothermique (secteur commercial uniquement)⁴⁰.

En conséquence, les objectifs en matière de chaleur et froid renouvelables sont à considérer à l'échelle de chaque état, et restent à ce jour assez limités. Seuls 12 états, en majorité dans les régions froides du Nord-Est où le chauffage est dominé aujourd'hui par les chaudières à gaz et les produits pétroliers, ont inclus dans leurs Renewable Portfolio Standards⁴¹ (RPSs) des provisions portant sur la chaleur renouvelable, favorisant ainsi certaines technologies de production de chaleur renouvelable au même titre que les ENR électriques⁴², mais sans que cela signifie nécessairement un objectif de développement spécifique à la chaleur. La plupart des autres états du Nord-Est ont établi par ailleurs des stratégies hors RPS (figure 8). **Les nouvelles technologies de pompes à chaleur, fonctionnant mieux en climat très froid et permettant d'intégrer les besoins grandissants de climatisation en été, sont les solutions les plus fréquemment mises en avant dans ces stratégies, et visent en particulier à remplacer les produits pétroliers et le chauffage électrique traditionnel, le gaz restant l'option la plus économique dans les foyers reliés au réseau de gaz.**

Il faut noter qu'aux Etats-Unis, le sujet de la décarbonation de la chaleur ne se limite pas à la chaleur renouvelable, mais inclut également la baisse des produits pétroliers au profit du gaz : les stratégies mentionnées dans le paragraphe précédent, qui abordent le sujet de la chaleur

⁴⁰ Clean Energy States Alliance, 2017, Overview of Renewable Heating and Cooling Policy Drivers in the U.S.

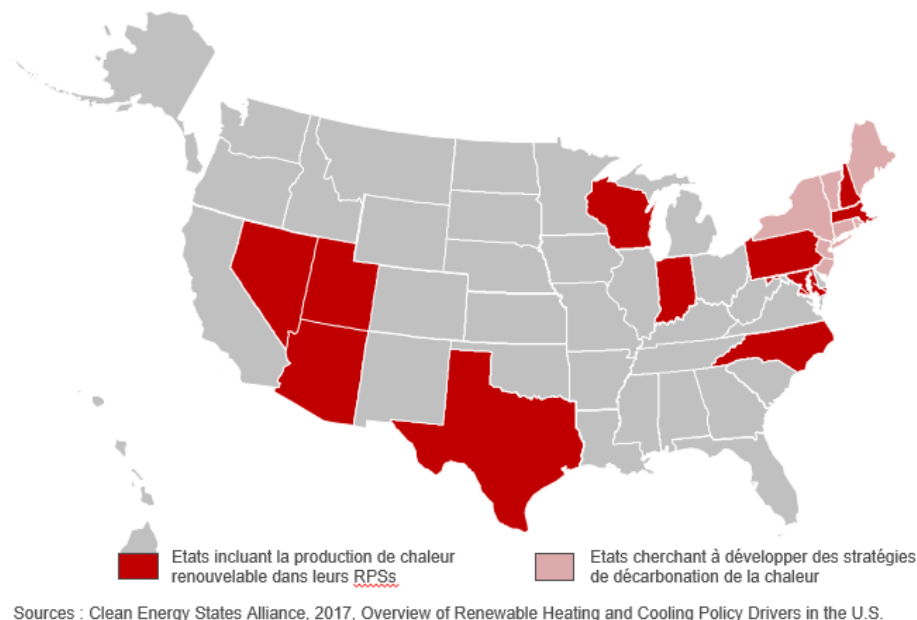
⁴¹ Les RPSs sont les réglementations des états américains pour le développement des renouvelables, définissant à la fois les objectifs et les mécanismes mis en place (il s'agit en général d'obligations appliquées aux fournisseurs d'énergie, qui achètent des RECs (Renewable Energy Credits) aux producteurs d'énergie renouvelable pour démontrer la conformité à leurs obligations)

⁴² Certaines technologies de production de chaleur renouvelable deviennent éligibles aux RECs (Renewable Energy Credits)

renouvelable, visent en général aussi à développer la part du gaz par rapport aux autres énergies fossiles plus polluantes.

L'utilisation des produits pétroliers a déjà baissé au niveau national, déclinant de 20% (en nombre de ménages utilisateurs) entre 2009 et 2015⁴³.

Figure 19 : Etats américains présentant des stratégies de décarbonation de la chaleur



Quelques exemples de stratégies pour la chaleur renouvelable viennent conforter ce message :

- Le **New Hampshire**, premier (et seul) état à inclure un objectif spécifique pour la chaleur dans son RPS⁴⁴, a fixé cet objectif à **2,2% de chaleur renouvelable en 2023 (objectif faible par rapport à l'Europe en général, où nous avons vu des objectifs d'au moins 10% en 2020)**. Toutes les technologies de chaleur renouvelables sont éligibles aux RECs. Il faut noter que **la stratégie globale de l'état pour la chaleur met en avant le gaz naturel au même titre que les PACs et la biomasse, comme alternative au fioul traditionnel**⁴⁵ via l'extension du réseau.
- **Rhode Island** a commandé et reçu en janvier 2017 des recommandations pour sa stratégie de développement de la chaleur renouvelable, qui propose **5% de renouvelables dans la production de chaleur en 2035**⁴⁶. Cette stratégie mise en particulier sur le **développement des pompes à chaleur air-air et sol-air**, mais note que dans l'état actuel des coûts des technologies et du prix du gaz, peu d'options de production de chaleur renouvelable sont économiques pour le consommateur. Une baisse des coûts d'installation est donc nécessaire.
- Le **Massachusetts** a établi en 2014 une stratégie de développement de la chaleur renouvelable et rendu éligibles aux RECs les **pompes à chaleur (air-air et sol-air), le solaire thermique, et la biomasse**⁴⁷. Ils visaient une participation de 2% de la chaleur renouvelable aux baisses des émissions de GES à horizon 2020. Mais le manque de compétitivité des technologies (en particulier avec la baisse des prix du pétrole entre 2014 et 2017) pose des difficultés : sur les 200 000 upgrades

⁴³ EIA, 2015 Residential Energy Consumption Survey

⁴⁴ Clean Energy States Alliance, 2017, Overview of Renewable Heating and Cooling Policy Drivers in the U.S.

⁴⁵ New Hampshire Office of Energy and Planning, 2014, New Hampshire 10-year state energy strategy

⁴⁶ Meister Consultants Group, 2017, Rhode Island Renewable Thermal Market Development Strategy

⁴⁷ Meister Consultants Group & Navigant, 2014, Commonwealth Accelerated Renewable Thermal Strategy

d'équipements de chauffage par an, seuls 1-3% impliquent des technologies de chaleur renouvelable, contre 30% nécessaires pour l'objectif prévu⁴⁸.

- Dans le **Vermont**, Laspa & al.⁴⁹ évaluent à 63\$ le coût de 1000 kWh avec une CCHP⁵⁰, contre 50\$ avec une chaudière gaz à condensation.

e) Chine

La Chine porte dans son 13^{ème} plan quinquennal (2016-2020) un intérêt accru au sujet de la décarbonation de la chaleur. Sans privilégier une solution en particulier, le plan prévoit un développement important d'un ensemble de solutions techniques en fonction de leur pertinence selon les régions, pour contribuer notamment à l'objectif de 15% de renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2020, et à la diminution de la part du charbon. Des objectifs ambitieux concernent la géothermie, le solaire thermique, le verdissement des nombreux réseaux de chaleur urbains existants (diminution de la part du charbon aujourd'hui prépondérante, principalement par la cogénération au gaz, mais aussi par la biomasse), l'électrification, et les opportunités d'intégration de l'énergie éolienne par le « Power-to-Heat » et la modernisation des cogénérations, leur permettant de participer à la flexibilité du système⁵¹.

Les réseaux de chaleur ont connu depuis le milieu des années 90 un fort développement en Chine, atteignant 5,7 Mds m2 chauffés en 2015 (figure 6), situés en quasi-totalité dans les régions froides du nord de la Chine. Euroheat & Power estime à **55% la part de la surface chauffée par les réseaux de chaleur dans ces régions, et à environ 10% sur la totalité du pays. Ces réseaux sont aujourd'hui très carbonés** et participent aux problèmes de pollution urbaine des villes : en 2013, ~90% de la surface chauffée par les réseaux provenait de chaudières (à ~52%) ou cogénérations (à ~39%) au charbon, le reste étant assuré par des chaudières au gaz, des chaudières électriques et des PAC⁵².

⁴⁸ Meister Consultants Groupe, 2017, Renewable Heating & Cooling in the Northeast

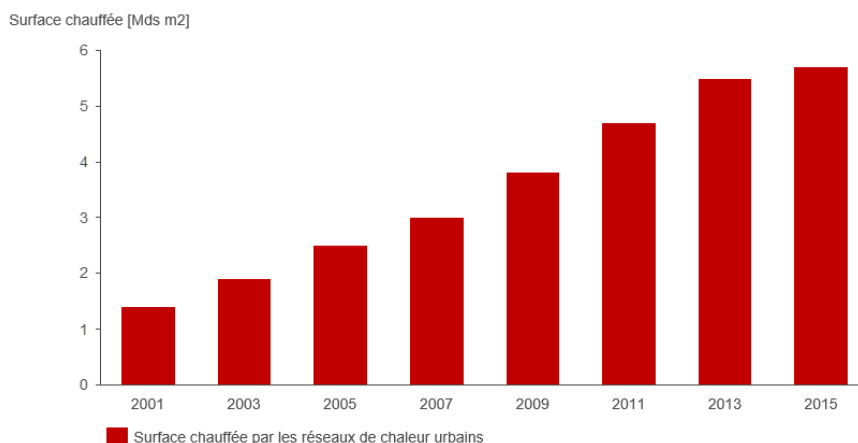
⁴⁹ Laspa & al., 2017, The U.S. Residential Heat Pump Market, a Decade after "The Crisis"

⁵⁰ Cold Climate Heat Pump

⁵¹ Il s'agit de réduire les phénomènes de *curtailment* qui se produisent régulièrement en hiver dans les fermes d'éoliennes du nord de la Chine : dans ces régions très froides, les cogénérations qui ne sont pas équipées pour participer à la flexibilité du système ne peuvent pas baisser en charge, car le chauffage ne peut pas être coupé ; ce sont donc les fermes d'éoliennes qui sont découplées du réseau quand la production excède la demande

⁵² W. Xiong, 2013, "District heating in China – now and in the future"

Figure 20 : Hausse de la surface chauffée par les réseaux de chaleur en Chine entre 2001 et 2015



Source : ThinkChina, 2015, China's quest for new district heating reforms; Euroheat & Power, 2017, Country by country survey

Les plans quinquennaux, ainsi que de nombreux travaux de recherche, s'intéressent aujourd'hui de près au sujet de la décarbonation de la chaleur en général, et de ces réseaux de chaleur (grâce à la cogénération, au gaz et à la biomasse) en particulier. Le 12^{ème} plan quinquennal avait fait progresser la part de la cogénération dans la production de chaleur pour les réseaux urbains de 36 à 43% (en termes de surface chauffée) entre 2010 et 2015 (les chaudières à gaz présentant des taux d'efficacité assez faibles⁵³), et avait ordonné la construction de 1000 unités de cogénération au gaz au niveau national.

Le 13^{ème} plan quinquennal, pour la période 2016-2020, fixe des objectifs ambitieux de développement pour toutes les technologies de chauffage, de cogénération, et d'amélioration de l'efficacité des systèmes en général, afin d'atteindre l'objectif général de 15% de renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2020, et de faire baisser la part du charbon :

- **800 Mm2 d'installations solaires thermiques en 2020⁵⁴** (vs 442 Mm2 en 2015, correspondant à une capacité de 310 GW_{th}, soit 71% de la capacité mondiale⁵⁵), dont 450 pour les chauffe-eaux.
- **La surface chauffée par géothermie doit atteindre 1,6 Mds m2 en 2020⁵⁶** (principalement dans les provinces du Tibet, du Sichuan et du Yunnan)
- Parmi les plans de développement de la production d'électricité au gaz, **15 GW doivent être en tri-génération** (chaleur, froid et électricité)
- **L'utilisation de combustibles solides biomasse pour la production de chaleur doit être multipliée par ~4** entre 2015 et 2020, passant de ~8 Mt à ~30 Mt⁵⁷
- Le focus doit porter sur la **cogénération biomasse pour les nouveaux projets, avec un focus sur la filière déchets**, et sur la modernisation des installations biomasse existantes qui ne génèrent que de l'électricité⁵⁸
- **133 GW de cogénération utilisée pour les réseaux de chaleur dans les régions du nord doivent être rétrofités pour pouvoir contribuer à la flexibilité du système électrique** (sur les 250 GW

⁵³ ThinkChina, 2015, Policy Brief #3, China's quest for new district heating reforms

⁵⁴ AIE, 2017, China 13th Solar Energy Development Five Year Plan (2016-2020)

⁵⁵ AIE, 2017, Solar Heat Worldwide

⁵⁶ Think Geoenergy, 2017, "Ambitious geothermal power and heating plans announced for China"

⁵⁷ Great Resources (Jilin) Co. Ltd., Hong Hao, 2017, The Development of Biomass Heating in China

⁵⁸ J. Gosens & al., 2017, China's next renewable energy revolution: goals and mechanisms in the 13th Five Year Plan for energy

installés de cogénération en Chine en 2015), et des expérimentations sont en cours sur l'utilisation de l'énergie éolienne pour les réseaux de chaleur, via l'utilisation de chaudières électriques⁵⁹.

III. Développement des mobilités propres

Plusieurs mobilités alternatives coexistent aujourd'hui (électrique, gaz naturel (GNV⁶⁰) et bioGNV (biogaz), hydrogène, biocarburants liquides) avec des caractéristiques techniques et économiques différentes (**cf figure 21**), et également des niveaux de maturité / développement différents dans le monde et en Europe.

Le développement de ces mobilités alternatives répond à deux objectifs principaux, la diminution des émissions de CO₂ et des polluants locaux dans les villes. Sur ces points, les carburants alternatifs possèdent des performances différentes. En effet, si les carburants « classiques » (essence, diesel) présentent un taux d'émissions de polluants (hors CO₂) proches des dernières normes EURO⁶¹, les véhicules GNV/bioGNV présentent des taux d'émissions de Nox et de particules nettement inférieurs (~2 fois inférieurs aux normes Euro pour le Nox et proche de 0 pour les particules) et les véhicules électriques et hydrogène n'émettent eux aucun polluants locaux (Nox, particules, ...).

D'un point de vue des émissions de CO₂, les performances des carburants alternatifs dépendent de leur origine : l'origine du gaz naturel utilisé (gaz naturel fossile ou biogaz) et la source primaire d'énergie utilisée pour la production d'électricité et d'hydrogène. La **figure 22**, issue d'une étude menée par le DENA⁶² présente une estimation des performances des différents carburants alternatifs dans une approche « du puit à la roue » - démontrant une performance très différente du véhicule électrique et hydrogène selon la source d'énergie primaire pour la production d'électricité et également la différence de performance entre gaz naturel fossile et biogaz. Cette approche du puits à la roue ne prend néanmoins pas en compte les émissions liées à la fabrication des véhicules (dans une logique d'analyse de cycle de vie), maillon de la chaîne plus émetteur de CO₂ pour les véhicules électriques dû aux émissions liées à la production des batteries.

⁵⁹ J. Gosens & al., 2017, China's next renewable energy revolution: goals and mechanisms in the 13th Five Year Plan for energy; l'objectif est notamment, au-delà de la production de chaleur à partir d'électricité renouvelable, de réduire les phénomènes de curtailment qui se produisent régulièrement en hiver dans les fermes d'éoliennes du nord de la Chine : dans ces régions très froides, les cogénérations qui ne sont pas équipées pour participer à la flexibilité du système ne peuvent pas baisser en charge, car le chauffage ne peut pas être coupé ; ce sont donc les fermes d'éoliennes qui sont découplées du réseau quand la production excède la demande

⁶⁰ Gaz Naturel Véhicule

⁶¹ EURO 6b (véhicules légers) – en mg/km : Nox : 80 / Particules : 4,5 / Monoxyde de carbone : 500

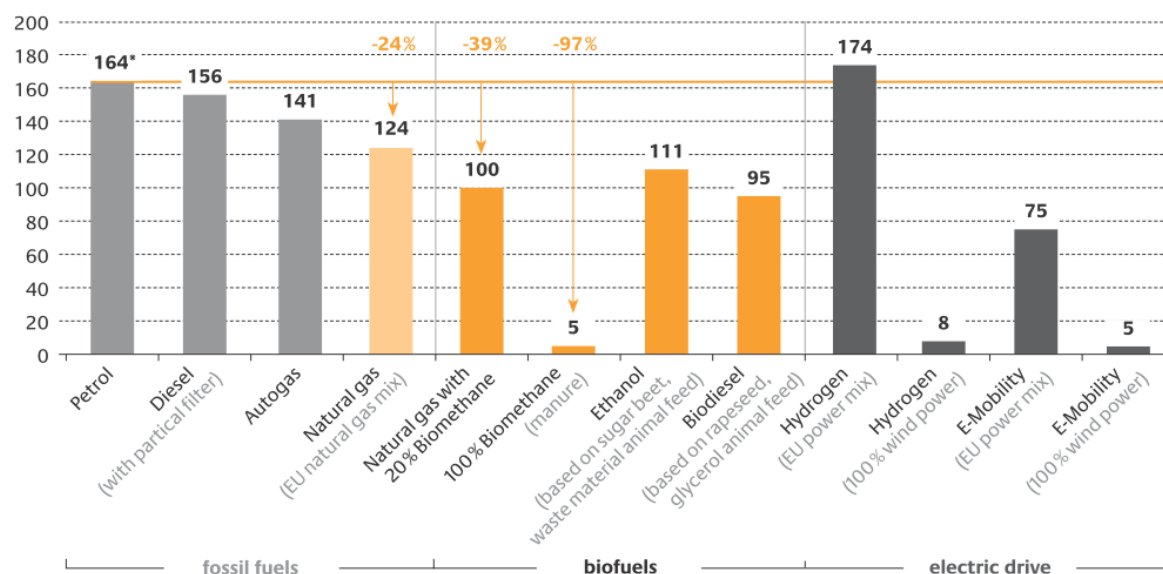
⁶² Agence de l'Energie Allemande (Deutsche Energie Agentur)

Figure 21 : comparaison des différents types de carburant sur quelques points techniques et économiques (véhicule légers)

	V. thermique	V. Gaz naturel	VE (tout élec.) - batterie	V. Hydrogène
Parc mondial en circulation (principaux pays)	~ 1 milliard	~ 20 millions (Iran, Inde, Pakistan, Chine, Brésil, Italie, Argentine, Italie)	~ 2 millions (Chine, USA, Japon, Norvège, UK, Fr, NL)	~ 10.000 (Japon, USA, All)
Autonomie moyenne actuelle (taille du « réservoir »)	~ 1000 km	~ 1000 km (avec prolongateur essence – autonomie GNV plus souvent entre 400 à 600 km) (réservoir ~20 à 30 kg)	~ 200 à 300 km (selon les modèles – autonomie NEDC Renault Zoe à ~400 km – 300 km autonomie réelle) (batterie de ~24 à 40 kWh)	~ 500 km (autonomie NEDC Toyota Mirai) (réservoir ~5 kgH2)
Temps moyen de charge	~ quelques min	~ quelques min	~8-10h – charge normale ~2-4h – charge accélérée ~0,5h – charge rapide	~ quelques min
Prix moyen à l'achat hors subvention vs. thermique	/	+ 0 à 3000 € (vs. thermique)	~ +10.000 € (vs. thermique)	~ + 30.000 € (vs. thermique)
Part des composants spécifiques dans le coût global	/	/	~30 à 40% = coût de la batterie dans le coût total	~60 à 70% = part des éléments spécifiques à l'H2 (pile à combustible et stockage)
Consommation (rendement énergétique moteur)	~ 30 à 50 kWh/100 km (~3 à 5 l/100 km)	~ 40 à 55 kWh/100 km (~3,5 à 5 kg/100 km)	~10 à 15 kWh/100km	~26 à 33 kWh/100km (~0,8 à 1 kgH2/100 km)
Rendement énergétique global	~ 30 à 50 kWh/100 km (consommation énergétique de la chaîne amont du pétrole faible)	~ 40 à 55 kWh/100 km (consommation énergétique de la chaîne amont du gaz faible)	~10-15 kWh/100km (si production ENR – ratio primaire/finale = ~1) à 25 à 40 kWh/100km (si production élec à partir d'une centrale thermique (rdt ~40%))	~35 à 45 kWh/100km (si production ENR – ratio primaire/finale = ~1) à ~100 kWh/100km (si production élec à partir d'une centrale thermique (rdt ~40%))

Figure 22 : niveau d'émissions de GES (gaz à effet de serre) des différents carburants alternatifs en fonction de la source primaire d'énergie dans une approche "du puit à la roue"

WTW GHG emissions in g CO₂ eq./km



* reference vehicle: gasoline engine (induction engine), consumption 7 l per 100 km

1) La mobilité électrique

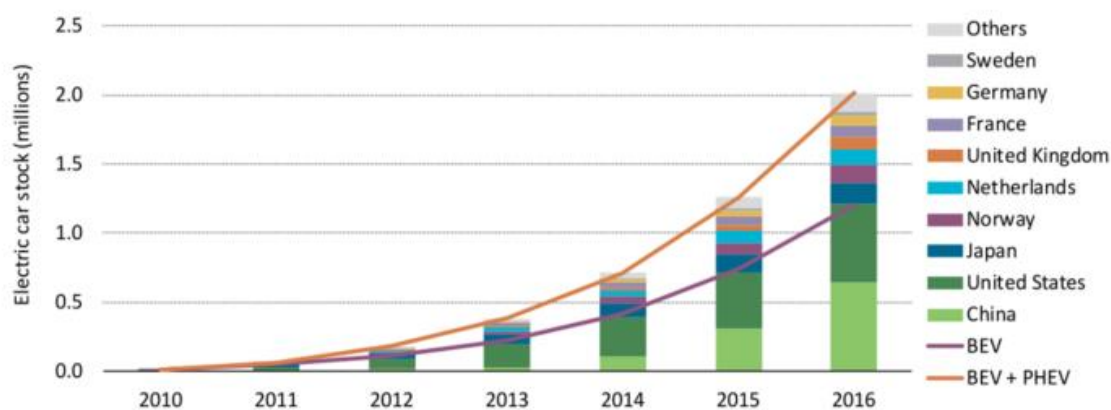
Un consensus des acteurs existe aujourd'hui sur le développement massif à moyen terme de la mobilité électrique

La grande majorité des analyses prospectives les plus récentes sur le développement des véhicules électriques⁶³ (et hybrides rechargeables) partagent aujourd'hui des conclusions similaires :

- Compte tenu des perspectives de décroissance des coûts des packs batteries⁶⁴ [cf monographie « stockage d'électricité »], la compétitivité hors subvention des véhicules électriques (*full-electric* et VHR) face aux véhicules thermiques devrait être atteinte en Europe d'ici 10 ans (entre 2025 et 2030) dans une majorité des cas d'usage du véhicule léger
- Supporté par cette amélioration de la compétitivité et un cadre réglementaire favorable, le parc de véhicules électriques devrait croître significativement en Europe comme dans le reste du monde, atteignant *a minima* 40 millions de véhicules en circulation en 2025 (dont ~20-25% en Europe) et atteignant un taux de pénétration significatif dans les immatriculations neuves d'environ 20 à 30% à horizon 2030

De telles perspectives, encore jugées improbables il y a quelques années, sont aujourd'hui confortées par les statistiques récentes, d'une part sur les ventes de VE/VHR (*environ 2 millions de VE/VHR en circulation dans le monde fin 2016 (dont les 2/3 en Chine et aux USA) - croissance de plus de 50% des ventes attendues dans une majorité des pays en 2017 – anticipation à ~3 millions de VE/VHR fin 2017*) et d'autre part et surtout par les investissements massifs déjà réalisés ou annoncés par les plus grands constructeurs automobiles mondiaux (et les objectifs/perspectives de ventes annoncés) à l'image de l'annonce récente du groupe VW sur un plan d'investissement de \$84 milliards de dollars dans la fabrication de VE et batteries d'ici à 2030.

Figure 23 : Evolution du stock mondial de voitures électriques entre 2010 et 2016



Notes: The electric car stock shown here is primarily estimated on the basis of cumulative sales since 2005. When available, stock numbers from official national statistics have been used, provided good consistency with sales evolutions.

Sources : AIE, 2017, Global EV Outlook

⁶³ IEA – Global EV Outlook (Juin 2017), European Climate Foundation (October 2017), BEUC/Element Energy (Novembre 2016), EV outlook 2017 – Bloomberg New Energy Finance (Juillet 2017), CGDD – Analyse coûts bénéfices des VE (Juillet 2017)

⁶⁴ Principalement liées sur les ~10 ans à venir aux effets de série (augmentation du volume de production) et d'échelle (augmentation de la capacité des batteries)

Figure 24 : Liste des objectifs de ventes de VE annoncés par les constructeurs, à date d'avril 2017

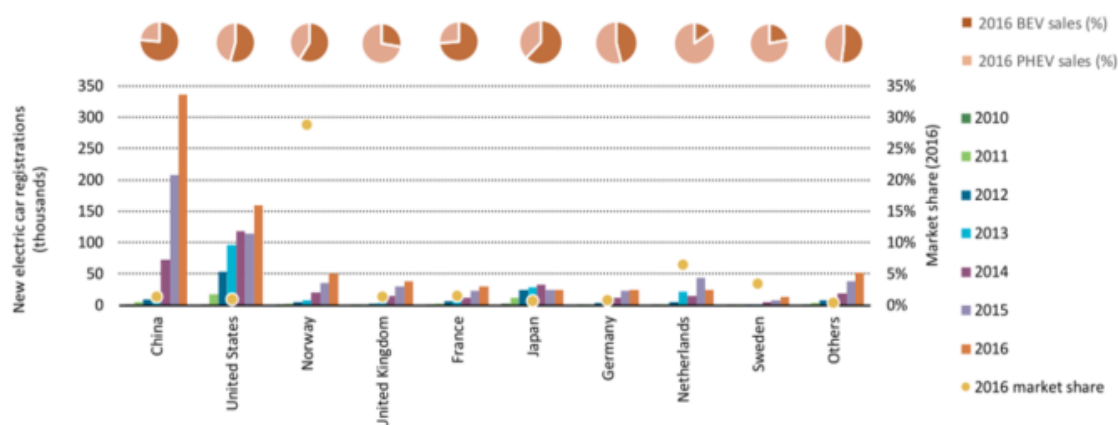
OEM	Announcement	Source
BMW	0.1 million electric car sales in 2017 and 15-25% of the BMW group's sales by 2025	Lambert (2017b)
Chevrolet (GM)	30 thousand annual electric car sales by 2017	Loveday (2016)
Chinese OEMs	4.52 million annual electric car sales by 2020	CNEV(2017)
Daimler	0.1 million annual electric car sales by 2020	Daimler (2016a)
Ford	13 new EV models by 2020	Ford (2017)
Honda	Two-thirds of the 2030 sales to be electrified vehicles (including hybrids, PHEVs, BEVs and FCEVs)	Honda (2016)
Renault-Nissan	1.5 million cumulative sales of electric cars by 2020	Cobb (2015b)
Tesla	0.5 million annual electric car sales by 2018 1 million annual electric car sales by 2020	Goliya and Sage (2016), Tesla (2017a)
Volkswagen	2-3 million annual electric car sales by 2025	Volkswagen (2016)
Volvo	1 million cumulative electric car sales by 2025	Volvo (2016)

Note: Chinese OEMs include BYD, BJEV-BAIC Changzhou factory, BJEV-BAIC Qingdao factory, JAC Motors, SAIC Motor, Great Wall Motor, GEELY Auto Yiwu factory, GEELY Auto Hangzhou factory, GEELY Auto Nanchong factory, Chery New Energy, Changan Automobile, GAC Group, Jiangling Motors, Lifan Auto, MIN AN Auto, Wanxiang Group, YUDO Auto, Chongqing Sokon Industrial Group, ZTE, National Electric Vehicle, LeSEE, NextEV, Chehejia, SINGULATO Motors, Ai Chi Yi Wei and WM Motor.

Sources : AIE, 2017, Global EV Outlook

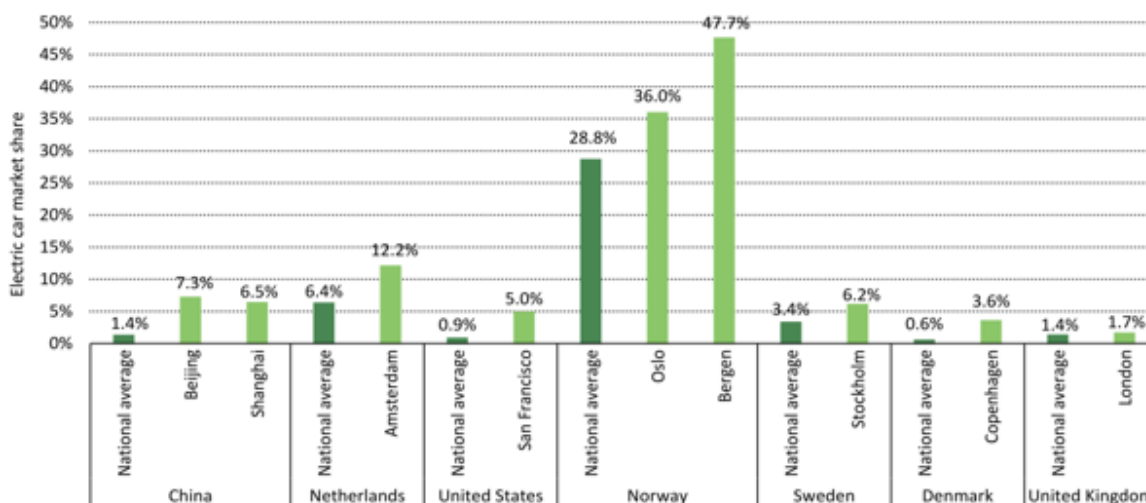
En effet, certains pays comme les USA et la Chine, atteignent déjà aujourd'hui des niveaux de ventes importants (respectivement ~200.000 et ~600.000 en 2017) bien qu'encore limités en proportion de leur marché domestique global, et d'autres pays comme la Norvège ou les Pays-Bas atteignent déjà un taux de pénétration du VE dans les immatriculations neuves significatifs (respectivement ~29% et ~6,4% en 2016), des taux encore supérieurs étant atteints dans les villes les plus volontaristes d'un point de vue environnemental.

Figure 25 : Ventes de VE/VHR, parts de marché des VE/VHR, et répartition des ventes entre VE et VHR dans les principaux pays, entre 2010 et 2016



Sources : AIE, 2017, Global EV Outlook

Figure 26 : Parts de marché des VE dans les principaux pays, et comparaison avec les villes les plus performantes sur le VE, en 2016



Notes: The data for specific cities refers to electric cars that are registered within the municipality. This does not exclude the possibility that the electric car is used in other areas.

Source : AIE, 2017, Global EV Outlook

En France, les objectifs de développement de la mobilité électrique affichés dans la PPE⁶⁵ sur les véhicules légers (~2,5 à 3 M de VE/VHR en circulation en 2025 et ~3,6 à 4,3 M en 2030) correspondent à un taux de pénétration du VE/VHR dans le parc automobile de l'ordre de 8-9% (2025) et 12-14% (2030). Elles sont ambitieuses mais cohérentes avec les trajectoires anticipées au niveau mondial. Ce niveau de déploiement correspondrait à une pénétration du VE/VHR chez environ 1 ménage sur 7 à cet horizon de temps.

Sur le segment des poids lourds, le développement de la mobilité électrique devrait aussi croître significativement et à court terme dans le transport urbain de voyageurs (bus) ; son essor sur les autres segments poids lourds est aujourd'hui plus incertain et probablement plus lointain (post 2030)

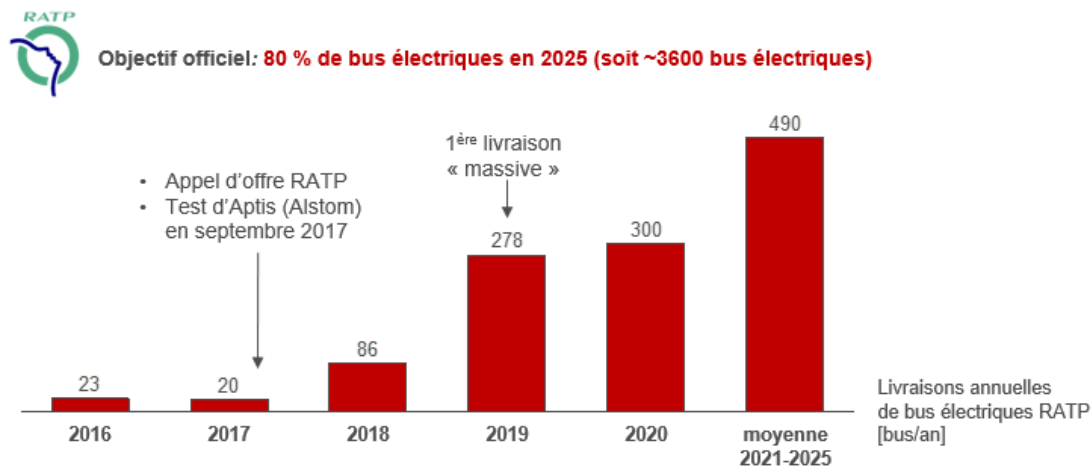
Bien que le marché des bus électriques émerge seulement en Europe aujourd'hui (~900 bus électriques en circulation fin 2016), il représente déjà un marché significatif en Chine avec plus de 100.000 ventes sur 2016 et un parc en circulation estimé à plus de 300.000 unités (d'après les statistiques disponibles), très largement soutenu par les grands constructeurs nationaux Yutong et BYD notamment.

En Europe, si la ville de Paris fait figure de leader avec son plan de déploiement massif et court terme de bus électriques (figure 24), la majorité des pays Européens ont déjà manifesté un intérêt important pour le développement de bus électriques dans leurs centres villes et en particulier les grandes métropoles (cf cartographie ci-dessous) ; Au Royaume-Uni, le Low Emissions Bus Scheme (programme de subvention des bus électriques) soutient fortement le déploiement des bus propres ; certaines villes lancent des expérimentations et d'autres ont déjà engagé des commandes plus substantielles (Londres, York, Birmingham, Nottingham,...). Ailleurs en Europe, les Pays-Bas, Bruxelles et quelques grandes villes d'Allemagne ont aussi fixé des objectifs de développement du bus propre très ambitieux (ex : flotte

⁶⁵ 2016 – Document « Stratégie de Développement de la Mobilité Propre » – Annexe de la PPE

100% propre (zéro émission de GES) en 2030 (Bruxelles, Pays-Bas) et interdiction d'achat de diesel en 2025 (aux Pays-Bas). En France, la majorité des grandes villes démontrent un intérêt et plusieurs villes de taille moyenne ont déjà lancé ou planifié des déploiements du bus électrique.

Figure 27 : Plan de déploiement du bus 100% électrique à la RATP



Sources : RATP, analyse E-Cube Strategy Consultants

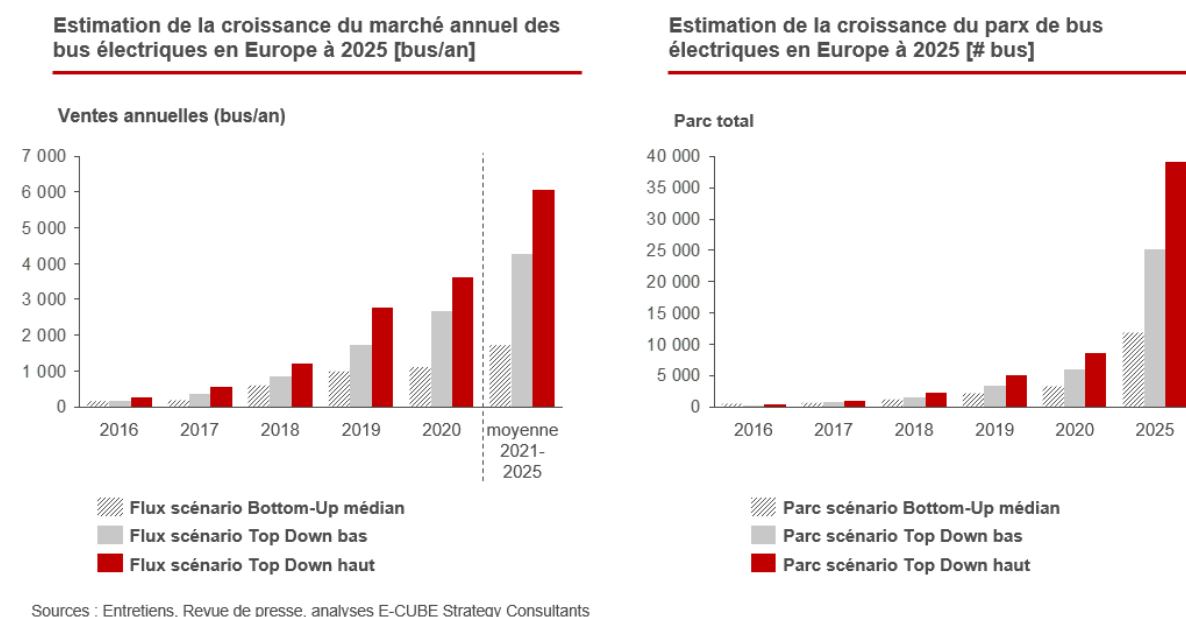
A l'échelle de l'Europe, le marché du bus électrique pourrait représenter un parc total de 25.000 à 40.000 véhicules à horizon 10 ans (~2025) soit ~10% à 15% du parc existant⁶⁶, représentant des ventes annuelles de ~3.000 à 3.500 unités dès 2020 [estimation E-CUBE sur la base des taux de renouvellement existants, des objectifs gouvernementaux ou locaux et des annonces des principales villes et constructeurs]. Ces estimations sont en ligne avec les annonces récentes des constructeurs :

- "By 2030, seventy percent of all newly-registered urban buses will have emission-free drive systems"⁶⁷ - Gustav Tuschen – directeur du développement de Daimler bus (Leader européen)
- "From 2025 on, municipal transport operators will only buy fully electric vehicles" – MAN Chief Executive – Joachim Drees

⁶⁶ Parc de bus de ville existant en Europe estimé à ~250.000 unités

⁶⁷ Intégrant donc aussi les bus bioGNV

Figure 28 : Estimation du marché du bus électrique en Europe à horizon 2025⁶⁸



Un développement significatif de la mobilité électrique sur les autres segments de poids lourds (transport de marchandises poids lourds, cars) est lui aujourd'hui plus incertain et dans tous les cas de figure plus lointain (post 2030) ; il n'existe en effet pas encore d'offre commerciale performante (vs. thermique) sur ces segments de transport et les principaux constructeurs communicants sur des développements (notamment Tesla⁶⁹ et Daimler) n'envisagent pas une mise sur le marché significative d'offre de mobilité électrique (ie pouvant représenter plusieurs dizaines de % des ventes comme les véhicules légers) avant ~10 ans. La concurrence d'autres mobilités (notamment gaz naturel en développement dès aujourd'hui) est par ailleurs plus importante sur ce segment de transport.

Quel que soit le rythme de développement futur de la mobilité électrique, les quantités d'énergie mises en jeu resteront limitées en volume à moyen terme ; RTE estime à ~15 TWh la consommation électrique additionnelle liée au développement d'un parc de ~7 millions de VE/VHR à horizon 2030 dans son scénario le plus favorable à la mobilité électrique (prenant comme hypothèse un quasi doublement de l'objectif 2030 mentionnée dans la PPE⁷⁰) soit seulement 3% de la consommation actuelle. A titre d'illustration, si la totalité des transports individuels passaient aujourd'hui à l'électrique, compte tenu des différences de rendements moteurs⁷¹, la consommation finale d'électricité augmenterait de seulement ~1/4 (~120 à 130 TWh) le niveau de consommation actuel (479 TWh en 2015) ; Le développement de la mobilité électrique pourrait en revanche avoir un impact significatif sur la gestion des réseaux, de par les pics de charge (risques) et la capacité de stockage et d'équilibrage (opportunités) qu'elle représente – [\[cf monographie – « stockage d'électricité » et « réseaux électriques »\]](#)

⁶⁸ Les chiffres du scénario « Bottom-Up » sont estimés uniquement sur la base des annonces des grandes villes Européennes. Les chiffres des scénarios « Top-Down » prennent en revanche en compte l'ensemble des flottes nationales de bus des pays européens : les estimations sont faites en supposant une trajectoire d'électrification similaire à celle de la France, avec un certain retard (ou une certaine avance) déterminé pour chaque pays en fonction de l'état des lieux et des politiques mises en place.

⁶⁹ Annonce de Tesla en Novembre 2017 d'un début de production du modèle de semi-remorque électrique en 2019.

⁷⁰ Stratégie mobilité propre

⁷¹ ~2,25 fois supérieur pour l'électrique – en prenant en compte les pertes liées à la charge

2) La mobilité gaz naturel (GNV et bioGNV)

Le véhicule au gaz naturel carburant n'étant pas le fruit d'une innovation technologique récente, ce type de carburation s'est déjà bien développé dans d'autres régions du monde. Fin 2016, le parc de véhicules GNV en circulation était estimé à environ 24 millions⁷² (en majorité des véhicules légers) principalement concentrés dans quelques pays (7 pays⁷³ regroupent plus de 75% du parc mondial) et dont le développement a été réalisé historiquement pour des raisons politiques et économiques (utilisation de ressources locales visant à améliorer l'indépendance énergétique (Pakistan, Iran, Argentine, Italie, ...)). Le contexte mondial diffère donc largement de celui des nouvelles mobilités comme l'électrique ou l'hydrogène.

En Europe, si les acteurs des pays exploitant déjà un parc de véhicules et de stations importants (Italie, Allemagne, certains pays de l'Europe de l'Est) continuent de pousser son développement sur le segment du transport individuel, le développement de la mobilité gaz naturel est aujourd'hui surtout tourné vers le segment des poids lourds (camions, bus) et en particulier celui du transport de marchandises.

En France en particulier, une bonne partie des acteurs de la grande distribution (Carrefour, Auchan, Casino, Les mousquetaires) ont entamé avec leurs transporteurs des démarches d'intégration dans leurs flottes de véhicules roulant au gaz naturel, comprimé (GNC) (avec approvisionnement via le réseau) comme liquéfié (GNL) (avec approvisionnement par camion directement depuis les terminaux méthaniers). Au-delà des acteurs gaziers comme Engie, les espagnols Gas Natural Fenosa et Endesa, ou le GPListe Primagaz, de grands acteurs industriels comme AirLiquide et surtout TOTAL engagent aujourd'hui des plans de développement d'infrastructures (ce dernier vise un développement de 200 stations en Europe dans les 10 années à venir, dont 110 en France, visant en particulier les acteurs du transport de marchandise).

Le développement de la mobilité gaz naturel sur le segment des poids lourds n'est néanmoins pas une particularité européenne car si son développement démarre en Europe, certains pays comme les Etats-Unis mais surtout la Chine sont déjà plus avancés. Sur les 7 premiers mois de l'année 2017, la Chine enregistrée ~40.000 ventes de véhicules poids lourds avec carburation GNL^{74 75}, montant le parc de poids lourds GNL en circulation à plus de 200.000 véhicules, le développement de la mobilité gaz étant fortement soutenu par les pouvoirs publics (comme la mobilité électrique) principalement pour des raisons de santé publique dans les grandes villes.

Le développement de la mobilité gaz naturel sur ces segments du transport en Europe et en France, encore balbutiant il y a quelques années, commence à se concrétiser aujourd'hui. Outre le fait que la carburation gaz naturel soit aujourd'hui la seule technologie alternative au Diesel performante et disponible commercialement pour les poids lourds de tonnage important et avec un besoin d'autonomie important, les raisons principales expliquant l'émergence de ce marché sont les suivantes :

- une compétitivité économique possible avec le Diesel dans certains cas d'usages (kilométrage annuel important (> ~100.000 km/an) - permise néanmoins par un soutien économique important (faible fiscalité du carburant (vs. Diesel) dans une majorité des pays Européens et autres mécanismes de soutien à l'investissement notamment)
- une anticipation des restrictions de circulation pour les véhicules Diesel dans de nombreux centres villes
- des enjeux de diminution de l'empreinte carbone pour les acteurs de la grande distribution

⁷² Source : IANGV

⁷³ Chine, Inde, Pakistan, Iran, Brésil, Argentine, Italie

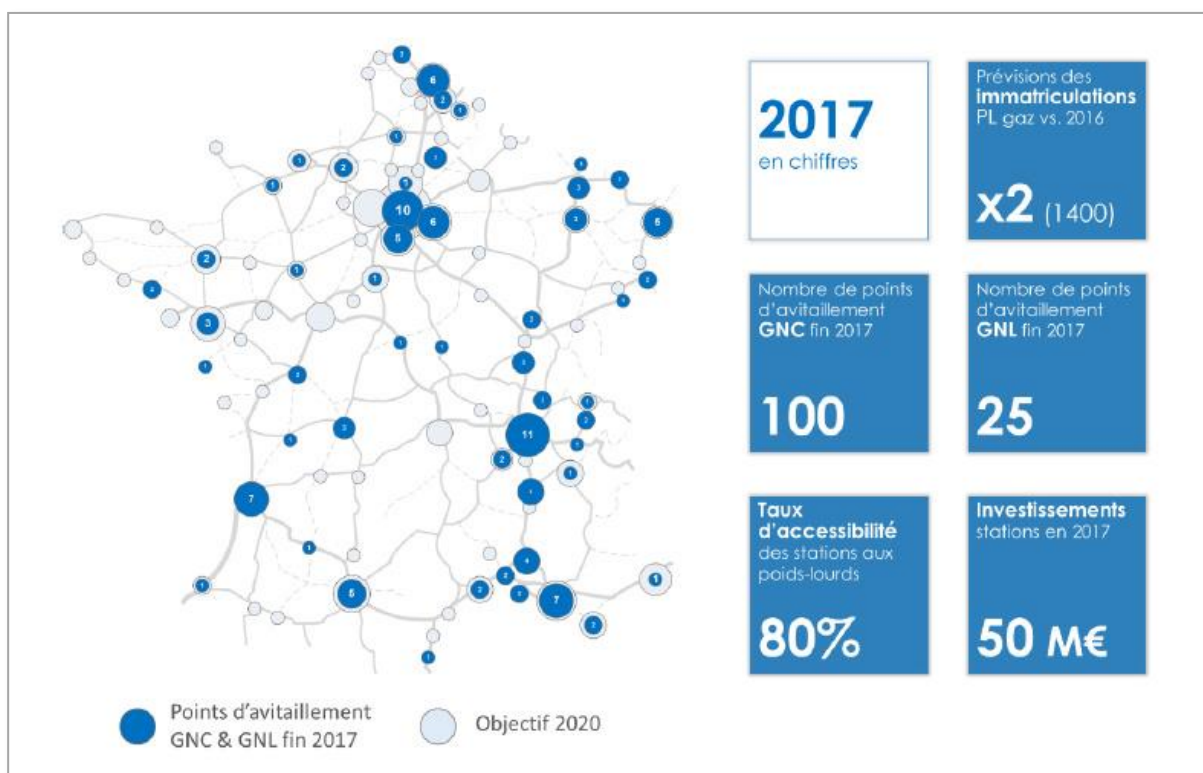
⁷⁴ Source : IHS Markit

⁷⁵ Et près de 2500 stations LNG (pour poids lourds)

- une offre commerciale des constructeurs (IVECO et SCANIA principalement) qui s'est améliorée récemment (augmentation de la puissance, de l'autonomie, des performance moteurs, etc...)

Sur la base des développements en cours et des commandes récentes, l'AFGNV prévoyait début 2017 le doublement des ventes de poids lourds gaz pour fin 2017 (1400 véhicules par an) et l'atteinte d'un nombre de points d'avitaillement avec accès public de 125 unités (dont 25 stations GNL). La PPE prend aujourd'hui comme scénario de référence le développement d'un parc de ~24.000 camions GNV à horizon 2023 et 81.400 en 2030 (correspondant respectivement à 3% et 10% du parc en circulation) représentant une consommation de gaz naturel estimée à 4,4 TWh (en 2023) et 14,5 TWh (en 2030) pour ce seul segment des camions et à respectivement ~8 TWh et ~23 TWh tout segment confondu (incluant bus, car et véhicules légers) vs. une consommation estimée aujourd'hui à moins de 1,5 TWh. A cet égard, le développement de la mobilité gaz naturel devrait représenter le principal relais de croissance des consommations sur le réseau de distribution, et le second pour le système gazier dans son ensemble après la production électrique. Cependant, la priorisation de la forme du gaz utilisé (comprimé vs. liquéfié) reste encore aujourd'hui incertaine et une part de marché importante du GNL au sein du GNV pourrait fortement limiter les volumes transités par le réseau.

Figure 29 : Estimation du déploiement de véhicules et d'infrastructures d'avitaillement GNV/bioGNV pour l'année 2017 en France (source AFGNV)



Incertitudes et perspectives à plus long terme

Si les signaux positifs au développement de la mobilité gaz naturel sur les segments des poids lourds sont nombreux, une incertitude sur l'ampleur de son développement à moyen terme (horizon 2030) persiste néanmoins pour les raisons suivantes :

- la compétitivité économique de la solution gaz naturel repose aujourd'hui sur des aides importantes des pouvoirs publics (fiscalité, subventions) et cette situation ne devrait pas évoluer à moyen terme

- (peu de perspectives de baisse des coûts de la motorisation gaz) contrairement à la mobilité électrique; le développement de la filière gaz restera donc fortement dépendant du soutien politique
- certains grands constructeurs de camions n'envisagent pas de développement d'une offre commerciale GNV ou de manière très limitée (DAF notamment) ce qui pourrait nuire au développement massif de la filière

Enfin, à plus long terme (post 2030), la place du gaz naturel dans le secteur des transports routiers dépendra fortement de sa capacité à verdir son origine à un coût limité (renvoyant à la question du potentiel de développement du gaz renouvelable – cf monographies « [infrastructures gazières](#) ») et du maintien de sa compétitivité économique face à l'émergence potentielle d'autres carburants alternatifs (électricité et hydrogène) sur le segment des poids lourds.

3) La mobilité hydrogène

L'hydrogène (H₂) est aujourd'hui perçu par certains acteurs comme facilitateur d'insertion des ENR – *stockage dans les réseaux gaz naturel notamment* – voire comme un vecteur énergétique intéressant pour le transport voire au-delà. [cf monographie 2 « [stockage d'électricité](#) » et monographie 8 « [couplage système gaziers et électriques](#) » pour le sujet du [stockage par hydrogène et du « power-to-gas »](#)]

Le domaine de la mobilité est celui sur lequel l'hydrogène énergie connaît aujourd'hui le plus d'initiatives. A l'échelle mondiale, le développement de la mobilité hydrogène reste néanmoins encore marginal, représentant moins de 10.000 véhicules en circulation (concentrés au Japon, aux USA et en Europe) vs. un parc de VE/VHR d'environ 2 millions d'unités fin 2016. Le coût complet de possession d'un VH₂ hors subvention pour un usage standard est aujourd'hui estimé 2 fois supérieur à celui d'un véhicule thermique classique. La majorité des analyses les plus récentes sur les nouvelles mobilités n'envisagent pas une amélioration significative de la compétitivité du véhicule léger H₂ hors subvention avant 2030 (par rapport à ses concurrents thermiques comme électriques), l'amélioration de la compétitivité dépendant notamment d'un effet de série sur la production, effet encore aujourd'hui incertain.

Comment fonctionne un véhicule hydrogène ?

Qu'est qu'un véhicule à hydrogène ?

Véhicule 100% H₂

Alimentation :

- La Pile à Combustible (PAC) vient directement alimenter le moteur
- La batterie vient ponctuellement soutenir la PAC afin d'accroître les performances du moteur

Stockage de l'énergie :

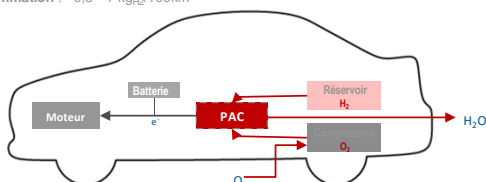
- L'énergie est stockée sous forme H₂
- La batterie ne sert pas de stockage long terme

Modèles commercialisés :

- La grande majorité des véhicules à hydrogène commercialisés aujourd'hui sont alimentés à 100% à l'hydrogène (Toyota Mirai, Hyundai ix35, Honda Clarity Fuel Cell, etc.)

Véhicule Léger 100% H₂

- Autonomie : 400-600 km
- Réservoir H₂ : ~5 kg
- Niveau de pression : 700 bar
- PAC : ~100 kW
- Batterie : 1 - 2 kWh
- Consommation : ~0,8 - 1 kg_{H₂}/100km



Véhicule avec Range Extender H₂

Alimentation :

- Le moteur est directement alimenté par la batterie
- La PAC vient recharger la batterie afin d'accroître l'autonomie du véhicule

Stockage de l'énergie :

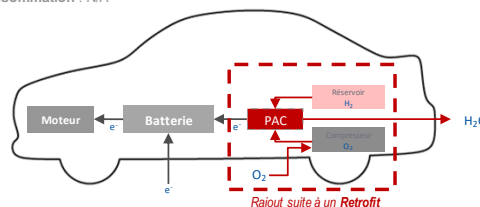
- L'énergie est stockée dans la batterie du véhicule qui est principalement rechargée par l'utilisateur

Modèles commercialisés :

- En Europe, Symbio Fuel Cell commercialise le principal modèle de véhicule avec Range Extender H₂ (Kangoo ZE-RE)
- Ces véhicules sont basés sur des modèles électriques préexistants sur lesquels un système de PAC a été *retrofité*

Kangoo ZE-H2










- Autonomie : 100-200 + 180km
- Réservoir H₂ : ~1,7 - 2,1 kg
- Niveau de pression : 350/700 bar
- PAC : ~5 kW
- Batterie : 22 kWh
- Consommation : N/A



Toyota, le constructeur automobile leader sur cette technologie, ambitionne une commercialisation de VH2 à un prix (prix d'achat) équivalent aux véhicules hybrides, à horizon 2025 et vise comme objectif une capacité de production de 30.000 véhicules par an d'ici 2020 (et donc d'un ordre de grandeur très inférieur aux prévisions de production de VE/VHR à cet horizon (cf partie « mobilité électrique » ci-dessus – annonces des constructeurs).

De manière générale, si de nombreux constructeurs communiquent sur l'hydrogène mobilité, les 2 principaux constructeurs se démarquant et dominant les développements technologiques et commerciaux comme le lobbying (côté constructeurs) sont le japonais TOYOTA et le sud-coréen HYUNDAI. En effet, malgré son annonce récente (novembre 2016) d'un développement de véhicules 100% électriques (via une filiale dédiée) – *stratégie jusqu'alors « refusée » par Toyota*⁷⁶ – Toyota réaffirme néanmoins son engagement dans la filière hydrogène (cf annonce de développement de stations aux USA, annonces nouveaux modèles H2, annonces de développement de bus (pour les JO de Tokyo 2020) et développement R&D de camions H2), envisageant cette carburant comme la plus performante à long terme pour les véhicules avec un besoin d'autonomie important.

⁷⁶ Dont la vision du véhicule tout électrique était cantonnée aux véhicules urbains de petite taille – Toyota communiquant plutôt sur une vision plus long-terme de la mobilité fondée sur l'hybride et l'hydrogène, plus que le tout électrique

Acteurs	CA (2015)	Déploiement de véhicules à hydrogène
 TOYOTA 	209 Md€	<ul style="list-style-type: none"> Lancement du modèle Mirai fin 2014. Principaux marchés : Japon (1500 commandes dès la sortie du modèle début 2015), États-Unis (ventes principalement en Californie). Objectif de 30 000 véhicules hydrogène par an à horizon 2020 Novembre 2016 : Toyota annonce le développement de véhicules électriques à batteries et la mise en place d'une joint-venture interne dédiée. Le constructeur réaffirme cependant son engagement dans l'hydrogène Début 2017 : Toyota effectue la première livraison de bus à hydrogène avec l'objectif d'en mettre 100 en service pour les JO de Tokyo en 2020, ainsi que la mise sur le marché d'une Lexus hydrogène d'ici 2020 Toyota s'est récemment associé à Shell pour le développement de 7 stations d'avitaillement en H₂ en Californie (A priori sous la forme d'une participation au financement)
 HYUNDAI	68 Md€ (2014)	<ul style="list-style-type: none"> ix35 : premier véhicule à hydrogène produit à grande échelle (à partir de 2013, en remplacement du Tucson) 273 véhicules vendus avant juin 2015 dans le monde. Premier constructeur hydrogène en Europe avec au moins 250 véhicules en circulation en novembre 2015 Important effort de R&D avec la présentation au salon de Genève d'un prototype présentant 800 km d'autonomie
 HONDA	110 Md€	<ul style="list-style-type: none"> Modèle FCX Clarity commercialisé dès 2008, arrêté en 2014 (quelques dizaines de véhicules en leasing) Commercialisation début 2017 d'un nouveau modèle, le Clarity Fuel Cell JV avec Honda pour produire des piles à combustible à grande échelle à partir de 2020 (85 M\$)
 DAIMLER	150 Md€	<ul style="list-style-type: none"> Daimler participe au projet Hydrogen Mobility Europe (H2ME – 170 M€) et lancera ~40 Mercedes-Benz classe B F-cell au RU, en Allemagne et en France Daimler a présenté le modèle Mercedes GLC F-Cell au salon de Francfort en septembre 2017 et le commercialise aujourd'hui dans certains pays (70 k€)
 KIA	37 Md€ (2014)	<ul style="list-style-type: none"> KIA prépare une gamme de voitures à hydrogène pour 2021 et qui ne seraient pas des variantes de modèles existants
 BMW	92 Md€	<ul style="list-style-type: none"> En 2006, BMW avait lancé un modèle Hydrogen 7 basé sur un moteur à combustion utilisant de l'hydrogène (et non une pile à combustible). Ces développements ont été arrêtés en 2009 après 100 exemplaires. Le constructeur développe aujourd'hui des prototypes à pile à combustible en partenariat avec Toyota et prévoit la commercialisation de ses modèles à l'horizon 2025
 GM	139 Md€	<ul style="list-style-type: none"> JV avec Honda pour produire des piles à combustible à grande échelle à partir de 2020 (85 M\$)
 Audi	58 Md€	<ul style="list-style-type: none"> Audi envisage d'adapter son futur SUV électrique en une version hydrogène et ainsi mener le développement de Volkswagen sur la mobilité hydrogène

Source: Sites des constructeurs, revues de presse

La filière hydrogène est par ailleurs soutenue au niveau mondial par de grands acteurs industriels (notamment français) comme AIR LIQUIDE, TOTAL ou ENGIE, fédérés récemment au sein de la démarche « hydrogen council », lancé en 2017 au forum de Davos et regroupant 18 membres clés⁷⁷.

Le soutien à la filière hydrogène en Allemagne

En Europe, le pays démontrant le plus de soutien à la filière hydrogène (dans le domaine de la mobilité comme du stockage (« power-to-gas » notamment)) reste l'Allemagne. La filière hydrogène, regroupée au sein de plusieurs entités créées sur la dernière décennie et soutenue par les pouvoirs publics (consortium CEP⁷⁸, programme de soutien national NIP⁷⁹, société publique NOW⁸⁰, la Joint-Venture H2 Mobility Germany) ambitionne un développement important de la mobilité hydrogène avec un objectif de développement de 400 stations d'avitaillement et 250.000 véhicules en 2023 et 1000 stations à horizon 2030.





⁷⁷ Air Liquide, Alstom, Anglo American, Audi, BMW Group, Daimler, ENGIE, General Motors, Honda, Hyundai, Iwatani, Kawasaki, Plastic Omnium, Shell, Statoil, The Linde Group, Total and Toyota

⁷⁸ Clean Energy Partnership

⁷⁹ National Innovative Program

⁸⁰ Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie

INITIATIVES ALLEMANDES POUSSANT LE DÉPLOIEMENT DE LA MOBILITÉ HYDROGÈNE

Entités	Type	Création	Présentation et principaux objectifs
 Clean Energy Partnership	Consortium	2002	<ul style="list-style-type: none"> Consortium de 20 industriels créé en 2002, porté par le Ministère du transport, pour préparer l'arrivée du marché de la mobilité H₂ Tâches : <ul style="list-style-type: none"> étudier la faisabilité du déploiement des technologies liées à la mobilité H₂ (production d'H₂, infrastructures d'avitaillement, véhicules) tester en conditions réelles de flottes de véhicules (~200) Étendre le réseau d'avitaillement à 50 stations
 National Innovation Programme Hydrogen and FC Technology	Programme de soutien	2007	<ul style="list-style-type: none"> Programme représentant 1,4Mds€ sur 2007-2016 (cofinancé par l'Etat et des industriels) pour aider au déploiement de projets de R&D et de démonstration sur les marchés de la mobilité notamment (188 projets financés sur 2008-2016)
 Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie National Organization Hydrogen and FC Technology	Société publique	2008	<ul style="list-style-type: none"> Compagnie détenue par l'état allemand fondée en 2008 (co-financée par des industriels) pour préparer l'entrée sur le marché de la mobilité H₂ (financement et support de projets via le programme NIP, coopération internationale, communication)
 WASSERSTOFF TANKEN	Joint venture	2015	<ul style="list-style-type: none"> Engagement de 6 industriels (Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell, Total) en 2015 pour porter la mobilité H₂ allemande et plus particulièrement le déploiement des stations Plan d'action de déploiement de 400 stations H₂ d'ici 2023 : 10 stations/métropole, 90km max. d'écart sur les grands axes, 400M€

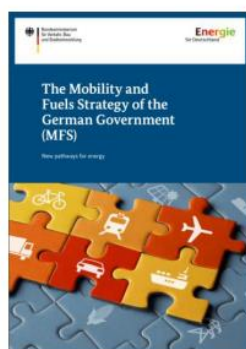
Principaux acteurs poussant pour la mobilité H₂ en Allemagne :



Sources : communications et présentations des parties prenantes (CEP, NOW, NIP, H2 MOBILITY)

PRÉVISIONS DE DÉPLOIEMENT DE LA MOBILITÉ HYDROGÈNE : NOMBRE DE STATIONS D'AVITAILLEMENT ET PARC DE VÉHICULES À HYDROGÈNE D'ICI 2030

Stratégie gouvernementale allemande sur la mobilité



Stratégie pour la mobilité et les carburants

- annoncée en juin 2013 par le gouvernement allemand :
- 10% d'ici 2020 de la consommation d'énergie finale du secteur du transport par rapport à 2005
 - 40% d'ici 2050
 - Incitation à développer des **carburants alternatifs** alliés à des technologies innovantes de véhicules

1) Objectifs annoncés par H2 MOBILITY en 2016

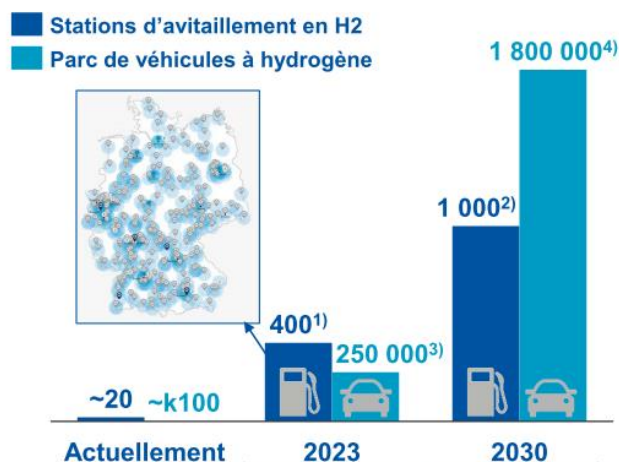
2) Chiffre affiché par NOW GmbH en avril 2016

3) Chiffre affiché par CEP en mai 2016

4) Présentation CENEX de septembre 2014, répertoriant les objectifs de H2 MOBILITY

Sources : rapports du gouvernement allemand, de l'organisation nationale de l'H₂ et de la technologie de PAC (NOW GmbH) ; H2 MOBILITY, CEP ; CENEX

Ambitions de déploiement de la mobilité hydrogène sur le territoire allemand d'ici 2030



Objectif du nombre de stations d'avitaillement variable selon le déploiement effectivement constaté des véhicules H₂

En France, comme ailleurs dans le monde, la stratégie de développement de la filière hydrogène mobilité passe à court e moyen terme par le développement sur des flottes captives de véhicules légers (flottes d'entreprises, flottes de taxis, ...).

Au-delà de la problématique de compétitivité véhicule et d'un manque d'offres commerciales, le développement de la mobilité hydrogène fait face à la problématique du manque d'infrastructures d'avitaillement. Le développement des infrastructures de distribution d'H₂ pour la mobilité est aujourd'hui principalement soutenu par les leaders historiques de la distribution d'H₂ (AIR LIQUIDE, LINDE) et les équipementiers d'électrolyses tentant d'orienter le choix technologique sur cette technologie (vs. reformage⁸¹ et alimentation des stations par camions citernes).

A plus long terme, le défi lié à l'avitaillement en hydrogène résidera, comme pour la mobilité gaz naturel, dans sa capacité à pouvoir garantir la production d'un hydrogène décarboné à coût compétitif. Aujourd'hui produit majoritairement par reformage de gaz naturel (ou de manière opportuniste par récupération d'hydrogène fatal), la décarbonation de l'H₂ mobilité est nécessaire à moyen terme pour développer la filière. Plusieurs technologies/chaînes de production permettent l'obtention d'hydrogène vert (électrolyse d'électricité verte, reformage de biométhane, reformage de gaz naturel avec capture et stockage de CO₂), mais leur compétitivité à long terme est incertaine.

Compte tenu du contexte actuel (manque d'investissement des grands constructeurs automobiles, perspectives de compétitivité limitée à court terme vs. les véhicules thermiques et électrique (batterie), problématique liée au manque d'infrastructure d'avitaillement), un essor significatif (de l'ordre de grandeur de celui de la mobilité électrique, c'est-à-dire plusieurs millions de véhicules) paraît peu probable en France comme en Europe d'ici 2030. Son essor paraît envisageable post 2030, sous certaines conditions et notamment une réalisation effective des trajectoires de réduction des coûts annoncés par les acteurs et la capacité à produire à un coût compétitif de l'hydrogène décarboné.

L'utilisation de l'hydrogène dans le mix final au-delà des transports ?

Au-delà de son utilisation dans les transports ou pour des applications de stockage d'énergie liées à l'intégration des ENR électriques notamment [cf chapitre 2 « **stockage d'électricité** » et 8 « **couplage système gaziers et électriques** » pour le sujet du **stockage par hydrogène et du « power-to-gas »**], l'hydrogène est vu aujourd'hui par certains acteurs comme un vecteur énergétique en soi qui pourrait être développé massivement pour décarboner l'économie et en particulier les réseaux de gaz existants.

Deux schémas sont aujourd'hui envisagés : la production locale par électrolyse (à partir d'énergie renouvelable) d'un hydrogène décarboné injecté dans le réseau existant de gaz naturel (et mélangé au gaz naturel dans des proportions techniquement acceptables par le réseau) – *projet ambitionné par la société H2VProduct en France par exemple* ; l'importation massive d'hydrogène produit dans des zones géographiques fortement ensoleillées (type Chili) permettant un coût de production de l'hydrogène décarboné plus compétitif mais nécessitant une logistique plus complexe d'importation (utilisation de navires permettant le transport massif d'hydrogène (à l'instar des méthaniers pour le gaz naturel) dans un schéma répliquant la chaîne logistique connue dans le secteur pétrolier et gazier) – schéma envisagé aujourd'hui au Japon notamment (Kawasaki Heavy Industries développe actuellement un pilote de vraquier d'hydrogène permettant une telle logistique, avec pour objectif une mise en service en 2020⁸²). Par ailleurs, une étude menée pour le compte du FCHJU⁸³, souligne l'intérêt que pourrait avoir le couplage d'un débouché mobilité d'une production d'hydrogène avec une possibilité d'injection au

⁸¹ Le reformage du méthane est une réaction chimique qui consiste à produire de l'hydrogène à partir du méthane présent dans le gaz naturel ou bien présent dans le biométhane

⁸² <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling>

⁸³ Fuel Cells & Hydrogen Joint Undertaking (public private partnership supported by the European Commission) – “study on early business cases for h₂ in energy storage and more broadly power to h₂ applications”

réseau – pour minimiser les risques et améliorer la rentabilité des infrastructures de production d'hydrogène développées pour la mobilité. [\[cf chapitre 2 « stockage d'électricité » et 8 « couplage système gaziers et électriques » pour plus de détails sur le sujet du stockage par hydrogène et du « power-to-gas »\]](#),

Si l'émergence de ces différents usages et mode d'intégration et de valorisation de l'H₂ dans le mix énergétique final est encore très incertaine et peu probable à court terme, ces démarches poseront la question de la pertinence et des modalités possibles de mise en place d'un mécanisme de soutien à l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz existant.

IV. Annexes

1) Glossaire

- **BEV** : Battery Electric Vehicle
- **CCHP** : Cold Climate Heat Pump
- **CHP** : Combined Heat and Power (cogeneration)
- **DECC** : Department of Energy and Climate Change (UK)
- **FCEV** : Fuel Cell Electric Vehicle (véhicule hydrogène à pile à combustible)
- **GES** : Gaz à Effet de Serre
- **GNL (ou LNG)** : Gaz Naturel Liquéfié
- **GNC** : Gaz Naturel Compressé
- **GNV** : Gaz Naturel Véhicule
- **LTCEV** : Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte
- **OEM** : Original Equipment Manufacturer
- **PAC** : Pompe à Chaleur
- **PHEV** : Plug-in Hybrid Electric Vehicle
- **PPE** : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
- **RCU** : Réseau de Chaleur Urbain
- **REC** : Renewable Energy Credit
- **RPS** : Renewable Portfolio Standards
- **VE/VHR** : véhicules électriques / véhicules hybrides rechargeables

2) Liste des figures

Figure 1 : Evolution de la demande d'énergie finale en fonction des géographies dans le scénario New Policies de l'AIE	8
Figure 2 : Part des produits pétroliers dans le mix énergétique final et demande de produits pétroliers par secteur en 2040 dans le scénario New Policies de l'AIE	9
Figure 3 : Evolution de la consommation de produits pétroliers par secteur en Europe [Mtoe] et TCAM par secteur entre 2015 et 2040, dans le scénario New Policies de l'AIE	9
Figure 4 : Evolution de la demande d'énergie finale, scénario Sustainable Development de l'AIE	10
Figure 5 : Evolution des consommations finales de gaz naturel et d'électricité à 2040 en France et en Europe, sur la base des scénarios ST, DG et GCA de l'ENTSO-G et de l'ENTSO-E	12
Figure 6 : Evolution des consommations totales (incluant la production d'électricité) de gaz en Europe et par pays, entre 2016 et 2035 selon le Bilan Prévisionnel Pluriannuel Gaz 2017 pour la France, et entre 2016 et 2040 selon les scénarios de l'ENTSO-G pour l'Europe et les autres pays	13
Figure 7 : Consommation de gaz en France dans les scénarios du BP Pluriannuel Gaz 2017 des GRT [TWh]	13
Figure 8 : Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité en France continentale, BP RTE 2017	14
Figure 9 : Evolution des consommations finales d'électricité en Europe et par pays, entre 2016 et 2035 selon le BP RTE 2017 pour la France, et entre 2016 et 2040 selon les scénarios de l'ENTSO-E pour l'Europe et les autres pays	15
Figure 10 : Comparaison des évolutions à 2040 de la demande en électricité et en gaz, à l'échelle européenne, dans les différents scénarios de l'ENTSO-E/G et de l'AIE	15

Figure 11 : Répartition en énergie primaire des sources de production de chaleur et de froid en Europe (tous secteurs confondus)	16
Figure 12 : Répartition des technologies dans la production de chaleur renouvelable en France, 2016	20
Figure 13 : Proportion de la population raccordée aux réseaux de chaleur par pays européen.....	20
Figure 14 : Sources d'énergies pour la fourniture de chaleur dans le secteur résidentiel au Danemark	23
Figure 15 : Description des technologies de stockage saisonnier de chaleur	24
Figure 16 : Evolution des technologies de production des réseaux de chaleur au Danemark dans le "Wind scenario"	24
Figure 17 : Parts des énergies pour la production de chaleur résidentielle au UK	25
Figure 18 : Modes de chauffage résidentiel en fonction du climat aux US	27
Figure 19 : Etats américains présentant des stratégies de décarbonation de la chaleur	28
Figure 20 : Hausse de la surface chauffée par les réseaux de chaleur en Chine entre 2001 et 2015..	30
Figure 21 : comparaison des différents types de carburants sur quelques points techniques et économiques (véhicule légers)	32
Figure 22 : niveau d'émissions de GES (gaz à effet de serre) des différents carburants alternatifs en fonction de la source primaire d'énergie dans une approche "du puit à la roue"	32
Figure 23 : Evolution du stock mondial de voitures électriques entre 2010 et 2016	33
Figure 24 : Liste des objectifs de ventes de VE annoncés par les constructeurs, à date d'avril 2017 ..	34
Figure 25 : Ventes de VE/VHR, parts de marché des VE/VHR, et répartition des ventes entre VE et VHR dans les principaux pays, entre 2010 et 2016.....	34
Figure 26 : Parts de marché des VE dans les principaux pays, et comparaison avec les villes les plus performantes sur le VE, en 2016	35
Figure 27 : Plan de déploiement du bus 100% électrique à la RATP.....	36
Figure 28 : Estimation du marché du bus électrique en Europe à horizon 2025	37
Figure 29 : Estimation du déploiement de véhicules et d'infrastructures d'avitaillement GNV/bioGNV pour l'année 2017 en France (source AFGNV)	39

3) Bibliographie

- ADEME, 2014, « Chiffres Clés de l'Energie »
- AIE, 2017, "China 13th Solar Energy Development Five Year Plan (2016-2020)"
- AIE, 2017, "Solar Heat Worldwide"
- Carbon Brief, 2017, "In-depth: How the "Clean Growth Strategy" hopes to deliver UK climate goals"
- Clean Energy States Alliance, 2017, "Overview of Renewable Heating and Cooling Policy Drivers in the U.S."
- Danish Energy Agency, 2016, "Energy Statistics 2015"
- Danish Energy Agency, 2015, "Regulation and planning of district heating in Denmark"
- DECC, 2015, "Assessment of the Costs, Performance and Characteristics of UK Heat Networks" (d'après un rapport d'AECOM)
- EIA, 2015, "Residential Energy Consumption Survey"
- Euroheat & Power, 2017, "Country by Country Survey"

- European Parliament, 2016, “Review of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC to adapt it to the EU 2030 climate and energy targets”
- Great Resources (Jilin) Co. Ltd., Hong Hao, 2017, “The Development of Biomass Heating in China”
- Greater London Authority, 2013, “District Heating Manual for London”
- IHS, 2015, “Beyond the Flame”
- J. Gosens & al., 2017, “China’s next renewable energy revolution: goals and mechanisms in the 13th Five Year Plan for energy”
- Lapsa & al., 2017, “The U.S. Residential Heat Pump Market, a Decade after “The Crisis””
- Meister Consultants Group & Navigant, 2014, “Commonwealth Accelerated Renewable Thermal Strategy”
- Meister Consultants Group, 2017, “Renewable Heating & Cooling in the Northeast”
- Meister Consultants Group, 2017, “Rhode Island Renewable Thermal Market Development Strategy (prepared for Rhode Island Office of Energy Ressources)”
- New Hampshire Office of Energy and Planning, 2014, “New Hampshire 10-year state energy strategy”
- Parliamentary Office of Science and Technology, 2016, “Carbon Footprint of Heat Generation”
- SER & ADEME, 2017, « Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération »
- ThinkChina, 2015, Policy Brief #3, “China’s quest for new district heating reforms”
- W. Xiong, Tsinghua University, 2014, “Heat Roadmap China”