

Transition énergétique : la place du vecteur gaz

Suzanne Renard, Anthony Mazzenga

GrDF assure toutes les fonctions de responsabilité – technique, industrielle et juridique – d'un réseau de distribution de gaz naturel de près de 200 000 km, le plus étendu d'Europe, desservant près de 9 500 communes et 11 millions de clients en France. Lors du débat national sur la transition énergétique (DNTE), GrDF a présenté son scénario à l'horizon 2050. Une de ses principales conclusions : les infrastructures gazières peuvent jouer un rôle majeur en accueillant de nouvelles productions tout en assurant la solidarité entre les territoires.

La France de l'après-guerre a fait un double choix historique : le programme électronucléaire et hydraulique, bien connu, pour l'électricité de base et, ce qui l'est moins, la construction d'un réseau de distribution de gaz naturel étendu pour les usages thermiques, permettant ainsi d'offrir une solution économique et à faible impact environnemental pour l'usage saisonnier du chauffage comme pour les usages thermiques de forte puissance de l'industrie. Ce choix du gaz, complémentaire au nucléaire, a permis de convertir les usages du charbon et des produits pétroliers dans l'industrie et les bâtiments avec, à la clé, autant de réduction des émissions de CO₂ et de compétitivité économique pour la France. Le gaz naturel s'est révélé un choix très économique puisque moins cher en moyenne sur les dix dernières années que les autres énergies conventionnelles : électricité, fioul et GPL. D'autres systèmes se sont développés plus localement : les réseaux de chaleur associant le plus souvent le gaz naturel, dont un usage important en cogénération à haut rendement, et

énergies renouvelables (en particulier le bois et la géothermie).

Pourtant, le réseau de distribution de gaz, largement présent sur tout le territoire avec près de 80 % de la population française située dans une commune desservie, est aujourd'hui sous-utilisé alors que, dans le même temps, la France doit faire face au développement de la pointe électrique ou à des problèmes de qualité d'air dans les zones urbaines.

Dans ce contexte, GrDF a contribué activement au débat national sur la transi-

tion énergétique, en particulier en proposant un scénario prospectif respectant les grands objectifs français en matière environnementale, dont la division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à horizon 2050, dit « facteur 4 ». Cette vision de *backcasting* postule l'atteinte du « facteur 4 », inscrit dans la loi de programme et d'orientation de la politique énergétique de 2005, et donc la mobilisation de la société dans son ensemble pour l'atteindre. Elle n'a pas vocation à évaluer la pertinence de cette décision, avec les efforts qu'elle suppose mais aussi les bénéfices qu'elle génère, par rapport

**La large desserte
en gaz naturel a été
un choix politique**

aux conséquences d'une autre trajectoire plus tendancielle. Au contraire, ce scénario vise à proposer parmi les différentes trajectoires de « facteur 4 » possibles une trajectoire optimisée reposant sur les infrastructures existantes et d'en évaluer les conséquences pour les infrastructures de gaz.

Loin de conforter l'idée que la réduction des émissions de gaz à effet de serre suppose de réduire drastiquement l'usage du gaz naturel, et donc d'envisager à terme la disparition des réseaux de gaz, cette vision montre qu'un changement de paradigme est possible et qu'il commence à se mettre en place. Passer de la vision historique du réseau de gaz naturel au vecteur gaz, vecteur énergétique permettant de distribuer une énergie verte pour des usages innovants, permet d'envisager une trajectoire plus sûre, plus flexible et plus optimisée pour atteindre le « facteur 4 » en France.

1. Vision, contexte et méthodologie

A) Vision du système énergétique français

En amont du DNTE, GrDF s'était engagé dans des travaux prospectifs exploratoires qui visaient à explorer un horizon de possibles pour le système énergétique français, en s'appuyant sur les infrastructures existantes et en envisageant des changements incrémentaux et acceptables à tous les niveaux. Le scénario publié lors du DNTE est un résultat de ces

travaux et propose une trajectoire réaliste pour atteindre l'objectif européen de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre (GES) en 2050 par rapport à leur niveau de 19901. Il est construit sur deux grands principes : minimiser les coûts de cette transition et en garantir le réalisme et la pérennité. Pour cela, et de par sa nature d'opérateur de réseau, GrDF a structuré son approche prospective autour de la notion de vecteurs énergétiques, grâce auxquels s'articulent les usages finals de l'énergie et les consommations de ressources primaires qu'ils induisent.

Cette formalisation permet d'isoler et d'analyser systématiquement tous les éléments des trois ensembles usages/vecteurs/ressources, afin d'en explorer le champ des possibles et d'en délimiter les spécificités et les contraintes. En fonction de cette analyse, ces éléments sont articulés les uns par rapport aux autres dans une vision d'ensemble du système énergétique. Ainsi se dessine une trajectoire robuste, réaliste du système énergétique national qui mobilise pertinemment chaque levier d'évolution. De la sorte, alors que les visions prospectives sont souvent très fournies sur la question des usages [1], le scénario GrDF se distingue en proposant un regard nouveau sur :

- La complémentarité et les synergies qui peuvent se construire entre les vecteurs énergétiques et à l'intérieur du système énergétique.
- Les potentiels technico-économiques et les choix de valorisation des ressources primaires disponibles sur le territoire national.

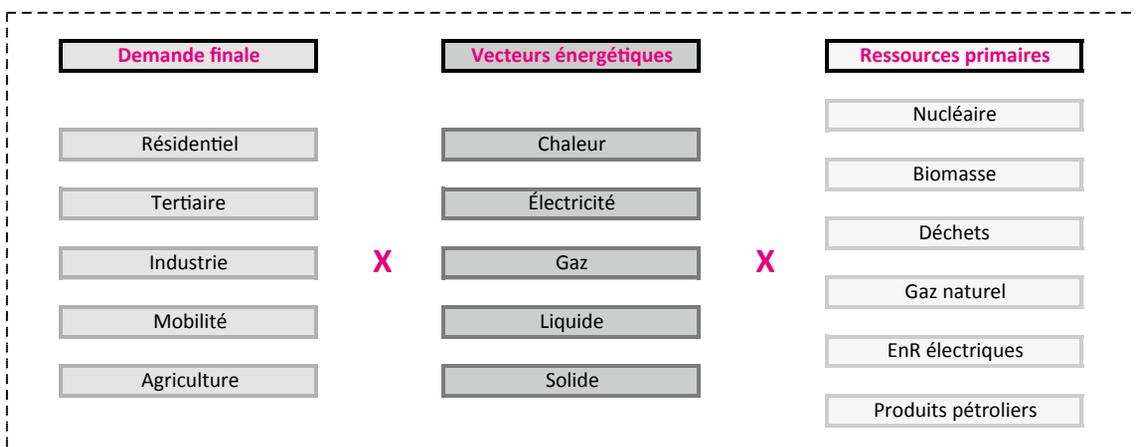


Figure 1. Analyse structurée du système énergétique national

La finalité du scénario GrDF est de proposer une trajectoire réaliste qui mène au « facteur 4 » à partir de la situation d'aujourd'hui. Il s'appuie donc sur le système énergétique existant et met en œuvre des évolutions progressives et pérennes des modes de consommation et de production. Le recours à chacun des vecteurs selon ses spécificités et ses complémentarités avec d'autres éléments du système énergétique résulte en un mix énergétique qui se diversifie progressivement.

B) Méthode

La modélisation utilisée est un *bottom-up* technique classique, qui permet de décrire l'ensemble du système énergétique de manière cohérente. Elle est :

- *multi-énergies* : toutes les énergies finales (vecteurs) et les ressources énergétiques primaires sont prises en compte ;
- *multi-secteurs* : tous les secteurs d'activité, consommateurs ou producteurs d'énergie finale, sont modélisés ;
- *multi-échelles* : le pas de calcul annuel et horaire dans le cas de l'électricité permet de faire varier les horizons d'analyse.

Dans chacun des secteurs d'activité, des inducteurs de demande (nombre de ménages, activité économique) et des hypothèses sur la structure des consommations (évolution des besoins unitaires, parts de marché des technologies et des vecteurs) font évoluer les parcs d'équipements correspondant à chaque usage énergétique. La consommation totale par vecteur énergétique se construit ainsi par empilement des consommations engendrées par chacun des usages. En parallèle, les secteurs de production d'énergie sont modélisés selon des hypothèses de capacités de production installés, et un équilibre en puissance et en énergie du système énergétique est assuré. Le scénario suppose une disponibilité des énergies primaires à des prix élevés (scénario AIE WEO 450 ppm [2]), et restreint la disponibilité de ressources primaires renouvelables à des valeurs correspondant à celles des gisements

technico-économiques nationaux sans importations pour la biomasse énergie, source renouvelable essentielle pour l'atteinte des objectifs.

La construction de la trajectoire ayant été guidée par une volonté de réalisme, les technologies mobilisées sont principalement des technologies déjà matures. Des marges de développement sont données à des filières technologiques récentes et aujourd'hui en phase d'industrialisation, comme par exemple la gazéification de biomasse. Des évolutions comportementales et sociétales sont envisagées, en amplifiant progressivement des signaux faibles

Les technologies mobilisées sont principalement des technologies déjà matures

déjà amorcés et en délaissant des ruptures fortes. Ces évolutions sont cohérentes avec celles mobilisées par d'autres acteurs, comme par exemple l'Ademe dans ses visions 2030-2050. En complément du réalisme des évolutions comme des sous-jacents techniques du scénario proposé, le pas annuel

de calcul garantit la faisabilité dynamique du scénario proposé.

GrDF finance, construit et exploite le réseau de distribution de gaz. Dans ce scénario, nous proposons ainsi nos propres hypothèses sur nos thèmes d'expertise liés au gaz en distribution comme la chaleur, les utilisations industrielles ou de mobilité, la production de biométhane ou l'injection d'hydrogène. Sur les autres secteurs, et en particulier la production d'électricité, GrDF s'est reposé sur des expertises externes telles que l'Ademe ou RTE [3].

C) Échelles géographiques

• *Un scénario national*

La vision que GrDF propose dans son scénario est agrégée sur le territoire national dans son ensemble et couvre toutes les énergies. Elle mobilise certains jeux d'hypothèses qui, par nature, sont nationales ou supra-nationales (volontés politiques, cadres réglementaires, évolutions des technologies disponibles, part de marché des équipements, ...) et permet une cohérence d'ensemble en terme d'équilibre offre-demande des vecteurs énergétiques. Depuis le Grenelle de l'environnement,

les nombreux exercices prospectifs menés à des mailles régionales ou plus fines (schémas régionaux climat-air-énergie, plans climat-énergie territoriaux) ont montré des besoins critiques de cohérence. D'un point de vue méthodologique, il est difficile de produire un exercice prospectif à la maille régionale qui s'adosse à une vision d'ensemble nationale et qui ne soit pas un exercice d'autarcie énergétique déconnecté d'une vision nationale consolidée. Par ailleurs, la répartition non uniforme des habitants, des activités économiques, des infrastructures et des ressources met en lumière le besoin d'une vision d'ensemble pour mobiliser sur des objectifs ambitieux comme celui du « facteur 4 », qui s'appuie sur un ensemble géographique et humain large, de l'échelle d'un pays *a minima*.

- ... qui tient compte de l'hétérogénéité des contextes

Si l'horizon national demeure l'échelle de référence pour les réflexions prospectives, GrDF a souhaité proposer un scénario qui s'ancre très fortement dans la réalité des territoires et de leurs leviers effectifs de transition énergétique. Pour cela, la modélisation intègre l'hétérogénéité des contextes qui coexistent sur le territoire national, avec des disparités fortes en termes d'offre énergétique comme de demande. Ces disparités définissent en effet les domaines de pertinence des solutions, tant au niveau des usages que des vecteurs énergétiques : le type d'habitat, le caractère urbanisé ou non des territoires, la densité de dessertes de transport, la présence de certaines infrastructures énergétiques et bien d'autres facteurs vont délimiter l'horizon des possibles et des leviers actionnables pour atteindre le « facteur 4 ». Cet ancrage dans les réalités différenciées qui se côtoient à l'échelle régionale a permis de questionner la trajectoire nationale depuis d'autres points de vue situés et conforte ainsi la robustesse du scénario finalement produit.

Un scénario qui s'ancre très fortement dans la réalité des territoires

Des synergies entre vecteurs optimisent le système énergétique

2. Inducteurs d'évolution des consommations d'énergie et des émissions de CO₂ à 2050

A) Consommations globales et émissions de CO₂

Alors qu'aujourd'hui la consommation énergétique française repose principalement sur des énergies fossiles ou conventionnelles, les évolutions sectorielles développées résultent en une diversification forte du mix d'énergie primaire portée, dans tous les vecteurs énergétiques, par un important développement des sources renouvelables. Ainsi, la consommation d'énergie primaire baisse de 41 % (fig. 2) et les émissions de CO₂ dues à la combustion d'énergie sont réduites de 75 % d'ici à 2050 (fig. 3).

La trajectoire proposée par GrDF respecte les engagements européens à horizon 2020 (paquet énergie-climat). Le « facteur 4 » est atteint en 2050 grâce à la réduction simultanée des émissions induites par des pratiques non énergétiques. Les évolutions proposées dans le scénario induisent la diminution des émissions de méthane engendrées par le traitement ou le stockage des déchets ainsi qu'une réduction du recours aux engrais azotés (remplacés par l'épandage du digestat des méthaniseurs), même s'ils n'ont pas été quantifiés.

B) Hypothèses et résultats des secteurs consommateurs

- *Résidentiel-tertiaire : des besoins en baisse*
Par extrapolation des scénarios de l'INSEE, le nombre de ménages passe de 27 millions aujourd'hui à 37 millions en 2050, ce qui entraîne une hausse identique du nombre de logements et génère de nouvelles consommations d'énergie. Dans le même temps, des technologies performantes de chauffage et d'eau chaude (chaudières à condensation, pompes à chaleurs gaz ou électriques, chaudières hybrides, solaire

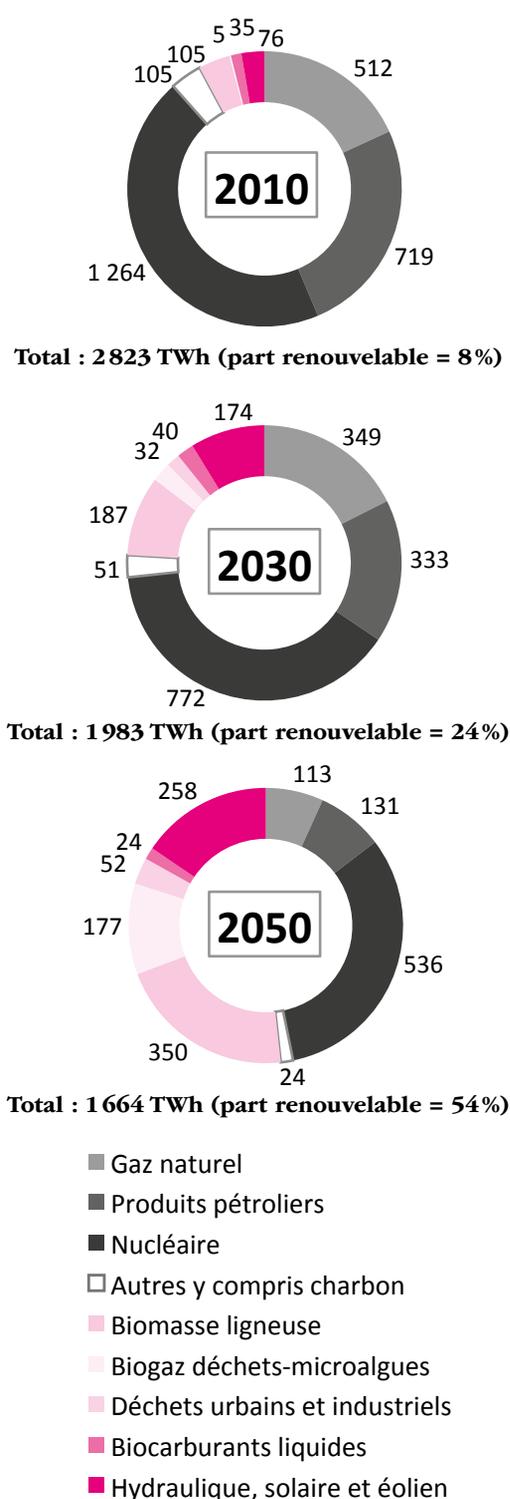


Figure 2. Consommations d'énergie primaire en 2010, 2030 et 2050 (en TWh/an) et taux d'énergie renouvelable dans le mix primaire

thermique) s'imposent et une politique ambitieuse de rénovation de 500 000 logements par an est déployée. Par conséquent, les consommations de chaleur de chaque logement baissent de 53 % par rapport à celles de 2010. Les efforts d'efficacité énergétique se traduisent aussi sur les consommations d'électricité spécifiques dont la croissance s'atténue.

Dans le tertiaire, l'activité économique et l'augmentation des services à la population impliquent une augmentation des surfaces chauffées de 21 % entre 2010 et 2050. La généralisation des technologies performantes de chauffage et une meilleure maîtrise de la demande d'énergie entraînent, en 2050, une baisse des consommations unitaires de 60 % par rapport à 2010.

Ainsi, la consommation finale d'énergie en résidentiel-tertiaire passe de 770 TWh en 2010 à 500 TWh en 2050. Le mix s'articule autour de trois vecteurs : gaz (30 %), biomasse (17 %, majoritairement des conversions de chaudières fioul en zones rurales) et électricité (43 %, dont 33 % d'électricité spécifique). Les réseaux de chaleur fournissent 21 TWh, majoritairement pour du bâti ancien et difficile à isoler en centres urbains. Grâce à la diversification du mix, les besoins saisonniers de puissance sont réduits et les investissements nécessaires dans les différents réseaux d'énergie limités.

• *Industrie : une croissance économe*

GrDF s'appuie en tendance sur le scénario de développement de la production industrielle établi par la DGEMP suite au Grenelle de l'environnement. Des améliorations de procédés significatives sont mises en place dans les petites et moyennes industries avec la généralisation d'équipements plus performants (généralisation des condenseurs sur chaudière par exemple, encore peu présents malgré leur maturité technique et leur intérêt économique) et l'optimisation des sites (récupération de chaleur et des effluents, efficacité structurelle). Le développement de filières de recyclage pensées dès la conception permet aussi une diminution des consommations de toutes les ressources (énergies, matières premières), en particulier sur des matériaux où la France a encore des marges de progrès importantes par rapport

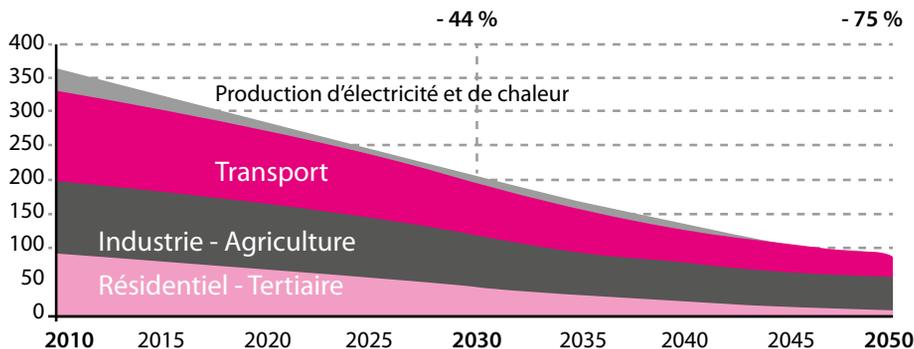


Figure 3. Émissions directes de CO₂ des usages énergétiques (en Mtonnes CO₂/an)

à d'autres pays européens comme l'acier ou le verre. Ainsi, la consommation énergétique de l'industrie diminue de 40 % par rapport à 2010, à 240 TWh en 2050. Dans le même temps, des énergies moins carbonées comme le gaz, la biomasse ou l'électricité se substituent au fioul et au charbon selon les exigences des procédés et la proximité des réseaux, amplifiant d'autant la diminution des émissions de gaz à effet de serre. Une consommation résiduelle de charbon reste nécessaire, notamment pour la production de l'acier primaire où des technologies très en ruptures n'ont pas été retenues.

- *Mobilité : le gaz carburant, réelle alternative*

La mobilité et le transport de marchandises restent au cœur des activités économiques et sociales, mais les comportements évoluent : le taux de remplissage des véhicules augmente grâce au covoiturage ou à l'auto-partage, les reports modaux vers des transports en communs urbains ou des modes doux s'amplifient, des plateformes logistiques dédiées à la desserte de proximité propre apparaissent, le fret ferroviaire et fluvial se développe pour les marchandises. Ces évolutions s'appuient sur des

innovations aujourd'hui perceptibles, comme en témoigne le succès des sites et applications mobiles permettant la rencontre de l'offre et de la demande de covoiturage, ou encore le développement de service d'auto-partage dans les centres urbains français. Ces évolutions permettent d'augmenter l'efficacité en adaptant le véhicule à l'usage, mais elles permettent également une plus grande spécialisation des véhicules et de leurs carburants. Selon les distances considérées et les environnements dans lesquels elles prennent place (centres urbains où sont mises en place des réglementations sur les particules, zones rurales avec un maillage plus lâche des infrastructures énergétiques), des solutions de mobilité s'appuient sur une diversité de vecteurs énergétiques (fig. 4).

Avec 16 millions de véhicules dans le monde, le gaz carburant sous forme comprimé (GNV) ou liquéfié (GNL) est aujourd'hui le premier carburant alternatif. Grâce à ses performances en termes de faibles émissions de particules et de durée d'autonomie, et avec un taux d'énergie renouvelable dans le vecteur gaz en augmentation, il constitue une solution flexible et durable pour la mobilité. Ainsi, à horizon 2050,

À l'horizon 2050	Courte distance	Moyenne distance	Longue distance
Véhicules particuliers, véhicules utilitaires	Électrique	GNV, diesel, essence	GNV, diesel, essence
Bus et autocars		GNV, diesel	GNL, diesel
Camions de marchandises	GNV, diesel	GNV, diesel	GNL, diesel
Fluvial, maritime			GNL, fioul

Figure 4. Des solutions complémentaires de motorisation répondent à la multiplicité des besoins et des territoires

le vecteur gazeux représente 42 % des consommations finales du secteur, les carburants liquides 45 % et l'électricité 13 %. La consommation résultante du secteur est en forte baisse à 281 TWh (contre 547 TWh aujourd'hui) et s'appuie majoritairement sur des énergies produites sur le territoire, ce qui contribue à rééquilibrer la balance commerciale française, des énergies qui sont aussi moins émettrices de polluants locaux, ce qui contribue à améliorer significativement la qualité d'air des centres urbains.

Les consommations énergétiques du secteur agricole sont aussi modélisées, avec des hypothèses cohérentes avec celles prises sur les autres secteurs.

C) Hypothèses et résultats sur les vecteurs et mix primaires

Les modules sectoriels présentés ci-dessus fournissent les consommations d'énergie finale par vecteur ainsi que leurs évolutions annuelles d'ici à 2050. En regard de ces consommations agrégées, des modules de calcul déterminent les stratégies de mobilisation et de transformation des ressources primaires à mettre en place. Pour cela, deux approches sont utilisées et partagées à travers quatre modules interdépendants : la simulation d'un parc de production et l'exploitation d'un gisement de ressources primaires. L'utilisation combinée de ces deux approches permet de simuler un équilibre offre-demande en puissance et en énergie pour chaque vecteur tout en limitant les importations énergétiques.

• *Vecteur gaz : expansion du biogaz*

Début 2013, GrDF a publié des études de potentiel technique de production de biométhane

issu de gazéification et de micro-algues [4, 5] : ces potentiels se montent respectivement à 250 TWh /an et 20 TWh/an, et viennent compléter le potentiel technique brut de 210 TWh /an de production de biogaz issu de méthanisation de déchets préalablement identifié en France [6].

À partir de ces études de potentiel, des connaissances issues de l'accompagnement au déploiement de la filière biométhane, et de l'expertise construite par GrDF sur l'accueil de gaz renouvelables dans le réseau, une modélisation du développement des capacités de production et de valorisation du biogaz est menée. La modélisation s'appuie sur la typologie des unités de production afin de proposer des hypothèses réalistes selon les contextes de production :

– *Biogaz issu de méthanisation de déchets* : les unités valorisent leur production de biogaz en électricité seule, chaleur seule, électricité et chaleur en cogénération, ou épuration et injection de biométhane dans le réseau, selon leur typologie. Ainsi, la production de 136 TWh de biogaz à partir de déchets en 2050 est valorisée pour 88 TWh en biométhane via le réseau gaz, et le reste en électricité et en chaleur (fig. 5).

– *Biogaz issu de gazéification de biomasse* : des unités de production industrielles se développent et injectent du biométhane sur le réseau de transport, voire de grand transport. Les rendements importants de cette filière comparés à d'autres filières de biocarburants 2^e génération permettent une valorisation maximale de la biomasse forestière et ligno-cellulosique en un vecteur stockable, flexible temporellement comme en termes d'usages.

Déchets	Unités de production	Valorisation	Autoconsommation
agricoles	À la ferme	Électricité et/ou chaleur	Beaucoup d'auto-consommation
	Territoriales centralisées		
industriels	Sur site		
	Décharges		
urbains	Traitement d'ordures ménagères	Injection de biométhane	Peu d'auto-consommation
	Boues de station d'épuration (STEP)		

Figure 5. Choix de valorisation des déchets fermentescibles selon leurs contextes de provenance et de transformation

– *Biogaz issu de micro-algues* : quelques unités de production se développent et permettent une co-valorisation du substrat de micro-algues dont sont préalablement extraits certains composés à haute valeur ajoutée (chimie verte, agro-carburants). Intégrés à des sites industriels ou de services environnementaux, ces sites valorisent essentiellement le biogaz sous forme de biométhane injecté.

Ces trois filières de production de biogaz se développent successivement en se complétant, dans une fourchette médiane de leurs potentiels techniques qui semble économiquement et opérationnellement réaliste. La production de biométhane épuré représente ainsi 74 TWh en 2030 et atteint 136 TWh en 2050.

De surcroît, une partie de l'électricité renouvelable excédentaire est valorisée sous forme gazeuse grâce au *power-to-gas*. Les excédents d'électricité représentent en effet des quantités importantes disponibles sur des durées longues – par exemple la production d'un champ éolien sous le vent pendant quelques jours voire une semaine, ou la production diurne de panneaux photovoltaïques pendant l'été. Ces excédents alimentent des unités d'hydrolyse dont la production d'hydrogène est injectée et stockée dans le réseau de gaz.

Les gaz d'origine renouvelables représentent ainsi 17 % de la consommation de gaz en 2030, un résultat proche de celui proposé par l'Ademe. À partir de 2030, l'essor des filières de gazéification de biomasse et de valorisation des excédents électriques sous forme gazeuse, qui sont actuellement en pilotes industriels, permet une valorisation plus large des ressources et 73 % du gaz consommé est d'origine renouvelable (fig. 6).

• *Vecteur électrique*

La consommation d'énergie primaire pour la production d'électricité repose sur des hypothèses externes et ne constitue pas une prise de position de GrDF. Ainsi, le parc de production installé en 2020 et 2030 est celui décrit par RTE dans son bilan prévisionnel (scénario Nouveau mix de l'exercice 2012 [3]) ; il est prolongé ensuite à 2050, en cohérence avec les ateliers transverses menés par l'Ademe lors de l'élaboration de ses visions 2030-2050.

La consommation électrique nationale est segmentée par usage, pour chacun desquels est définie une courbe de charge moyenne qui répartit cette consommation sur quatre créneaux infra-journaliers sur 12 jours moyens (un par mois). Des courbes de charges statistiques des moyens de production intermittents comme le solaire ou l'éolien sont aussi intégrées au modèle, et un solveur permet d'estimer les durées moyennes d'appel de chacun des moyens de production du parc et d'en déduire les consommations d'énergie primaire induites. La diminution de l'aléa et de la saisonnalité de la consommation du fait de la baisse des consommations de chauffage électrique permet de mieux gérer l'aléa et la saisonnalité des productions renouvelables dont la part croît très fortement dans le mix de production. De plus, la disponibilité pendant de longues périodes de quantités importantes d'électricité qui ne trouvent pas de consommations en aval est optimisée grâce aux installations d'hydrolyse et à l'infrastructure gazière, qui permettent de réduire la nécessité d'écrtage de la production au profit d'une valorisation à travers un autre vecteur.

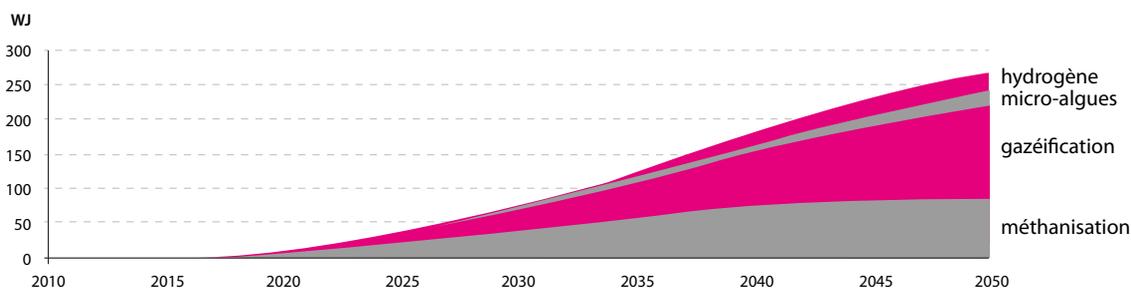


Figure 6. Développement de la production de gaz renouvelables à horizon 2050 : injection de gaz renouvelables dans le réseau de gaz (TWh/an)

- *Chaleur*

Les réseaux de chaleur alimentant des consommateurs résidentiels et tertiaires se justifient dans des centres urbains denses, dont le bâti difficile à rénover engendre des consommations unitaires de chaleur importantes. Le parc de logements alimenté par les réseaux de chaleur s'accroît et le mix énergétique primaire se décarbone fortement (disparition du charbon et du fioul, remplacés par de la biomasse et du gaz de réseau, en majorité en cogénération). Malgré cet accroissement, la production totale de chaleur augmente peu (de 23 TWh en 2010 à 25 TWh), sous l'effet de la rénovation forte du parc de bâtiments.

- *Carburants liquides*

Conformément à la littérature produite sur les questions des agro-carburants et les positions européennes actuelles, le taux d'incorporation des agro-carburants passe de 6 % en 2010 à un maximum de 16 % pour les usages de mobilité en 2050. Les combustibles et carburants liquides sont le vecteur qui incorpore le moins d'énergie d'origine renouvelable du fait de l'existence d'autres filières de valorisation plus performantes que la voie liquide à partir des mêmes gisements de biomasse (ligno-cellulosique ou fermentescible).

3. Résultats et analyses

A) Utilisation des infrastructures existantes et de leurs capacités d'évolution

Le système d'infrastructures énergétiques français, tel qu'il existe aujourd'hui, résulte d'une volonté politique de nationalisation et de développement planifié mise en œuvre à partir de 1946. Les réseaux d'électricité et de gaz appartiennent ainsi aux collectivités locales et sont parmi les plus développés d'Europe. Ils desservent une grande partie de la population et du territoire (service universel de l'électricité, 77 % de la population desservie en gaz), assurent de manière dynamique et robuste l'approvisionnement énergétique et constituent un potentiel industriel adaptable et mobilisable pour la mise en œuvre de la transition énergétique. Ces réseaux s'appuient sur des capacités

de stockage et d'interconnexions aux frontières qui assurent la sécurité d'approvisionnement au niveau national, la flexibilité et la robustesse du système énergétique aux niveaux local et national.

Faire largement appel à ces infrastructures dans une trajectoire vers le « facteur 4 », c'est donc minimiser les coûts de la transition en valorisant les investissements déjà consentis par la communauté nationale dans un système adaptable et flexible. Dans le cas du vecteur gaz, les infrastructures de réseau ont déjà permis avec succès une première transition énergétique. En effet, de 1818 jusqu'aux années 1960, la quasi-totalité du gaz acheminé était du gaz de ville, produit localement à partir de charbon et qui alimentait principalement des usages finals d'éclairage et de cuisson. Avec l'arrivée du gaz naturel dans la seconde partie du XX^e siècle, les modes de production ainsi que les usages finals du gaz acheminé par le réseau évoluent radicalement : le gaz de ville disparaît au profit du gaz naturel, le chauffage et l'eau chaude se développent. Les infrastructures gazières d'alors permettent cette transition vers un modèle centralisé, socle du réseau actuel.

Aujourd'hui, les infrastructures gazières peuvent jouer un rôle dans la transition vers un nouveau modèle énergétique, en accueillant de nouveau une production locale tout en garantissant la solidarité et la coopération entre les territoires telle qu'elle existe aujourd'hui à ce jour : mutualisation matérielle de l'énergie par le maillage et les capacités de transit inter-régionaux des réseaux, et solidarité économique grâce à la péréquation tarifaire répartissant uniformément les coûts sur tous les usagers (fig. 7).

B) Optimisation en énergie de l'usage des ressources

La présence sur le territoire national d'infrastructures énergétiques étendues organise une offre flexible de vecteurs énergétiques complémentaires et apporte simultanément une diversité de modes de valorisation pour les ressources primaires locales. L'approche prospective articulée autour des vecteurs énergétique permet ainsi de replacer dans une

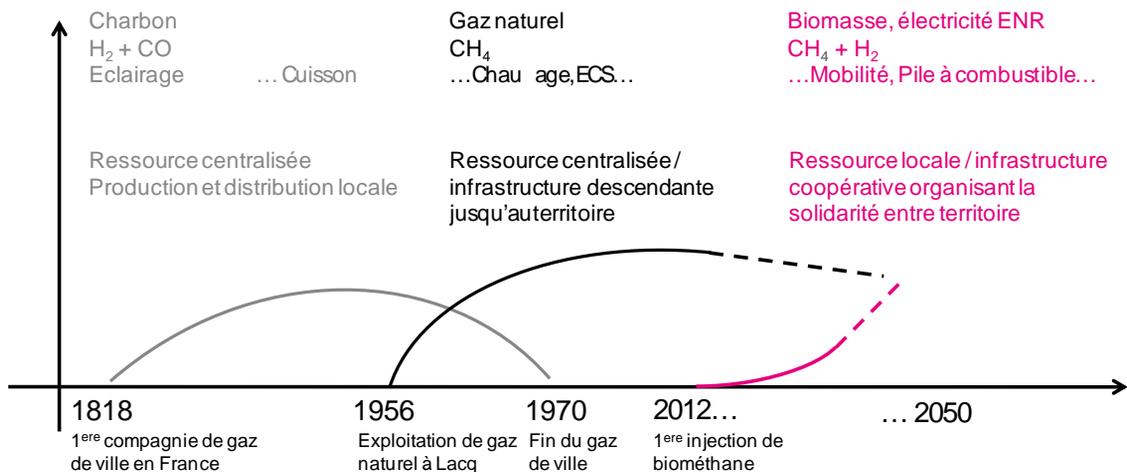


Figure 7. La 2^e transition énergétique du réseau de gaz permettra acheminer de nouveaux gaz verts produits dans les territoires pour alimenter les usages d'aujourd'hui et ceux de demain

vision systémique la question de la consommation des ressources primaires. Fondés sur une analyse des contextes et des possibles et définis dans une logique d'optimisation de la consommation de ces ressources, des choix sont faits quant aux filières et aux vecteurs finals de transformation et de valorisation de ces ressources primaires. Ainsi, sont surtout développées les filières offrant les plus hauts rendements puis, de manière secondaire, d'autres filières de valorisation en fonction des besoins et des situations.

- *Chaleur directe et gazéification, sources d'avenir*

Des trois filières de valorisation énergétique de la biomasse forestière ou ligno-cellulosique, la chaleur directe et la gazéification sont les deux privilégiées dans le scénario GrDF car proposant les rendements les plus importants pour la valorisation carburant. La gazéification de biomasse est une technologie qui a fait ses preuves à l'échelle de pilotes de R&D¹ et dont l'industrialisation est envisagée dès l'horizon 2020. Elle consiste à gazéifier, épurer puis méthaner la biomasse afin de l'injecter dans les réseaux de gaz, en recourant à des technologies flexibles aux rendements élevés. La ressource primaire ainsi valorisée est alors stockée et

acheminée de manière flexible et sur des distances et des temps longs avec très peu de pertes. S'appuyant sur le potentiel technique de cette filière chiffré à 250 TWh, le scénario GrDF mobilise 39 TWh en 2030 et 133 TWh en 2050, permettant notamment d'alimenter la flotte de véhicules GNV. L'utilisation de la biomasse pour produire directement de la chaleur est employée dans les secteurs résidentiel-tertiaire, industrie et agriculture. Cet usage en chaleur directe offre les rendements de valorisation les plus élevés. En fonction des contextes d'usage, son développement est parfois limité pour des raisons logistiques (volumes élevés d'approvisionnement, ou approvisionnement dans des zones éloignées ou très denses), d'usage final (exigences de constance de certains procédés industriels) ou encore de coût (coûts élevés des réseaux de chaleurs urbains). En 2050, 149 TWh de biomasse sont ainsi valorisés directement en chaleur, ce qui représente une hausse de 44 % par rapport à 2010 alors que sont mis en œuvre des efforts très importants d'efficacité énergétique dans tous les usages chaleur.

De même les déchets fermentescibles sont majoritairement valorisés par méthanisation, filière proposant de hauts rendements (> 90 %) et offrant plusieurs vecteurs énergétiques comme débouchés (gaz, électricité, chaleur). Le recours à une valorisation en carburants

1. L'installation pilote de Güssing, en Autriche, offre un rendement de 56 %, hors valorisation de chaleur fatale.

liquides de première comme de seconde génération est limité du fait des moindres rendements offerts.

C) Optimisation en puissance grâce à la complémentarité des vecteurs

Le chemin proposé par le système énergétique français dans le scénario de GrDF repose sur une valorisation de la complémentarité des vecteurs énergétiques afin de répondre efficacement aux variations de demande comme d'offre énergétique à travers le territoire national.

Ainsi la gestion de la pointe de demande saisonnière et journalière est facilitée grâce au recours accru à des vecteurs – biomasse solide, gaz – dont les caractéristiques techniques et les infrastructures sont bien adaptées à cette problématique. L'infrastructure de gaz dispose en effet d'une capacité de stockage importante d'énergie représentant près de 20 % de la consommation annuelle, ce qui permet de mettre en adéquation la variabilité des usages (chauffage, par exemple) avec la variabilité ou au contraire la rigidité des approvisionnements (gaz naturel, biométhane, hydrogène), tout en garantissant une robustesse importante. Ces

infrastructures sont dimensionnées aujourd'hui au risque 2 %, c'est-à-dire la température la plus froide atteinte tous les 50 ans, là où par exemple l'infrastructure électrique est dimensionnée au risque 10 %. Le recours à la biomasse solide permet aussi une gestion secondaire des problématiques de pointe de chauffage, notamment en zone rurale, puisque ce vecteur est aisément stockable tout en demandant une logistique particulière.

De même, les productions d'énergie renouvelable, parfois variables dans le temps et faiblement pilotables, sont à même d'être continuellement absorbées par les réseaux énergétiques grâce à des interconnexions qui permettent de basculer d'un réseau à l'autre selon le niveau instantané de la demande, ainsi que les capacités de stockage offertes par les différentes infrastructures.

Dans la trajectoire proposée, l'équilibrage production-consommation des vecteurs énergétiques est ainsi réalisé de manière dynamique en profitant des flexibilités offertes par les infrastructures et leurs complémentarités accrues. Ceci permet de soutenir la diversification de la demande ainsi que d'accueillir de plus en plus de productions renouvelables.

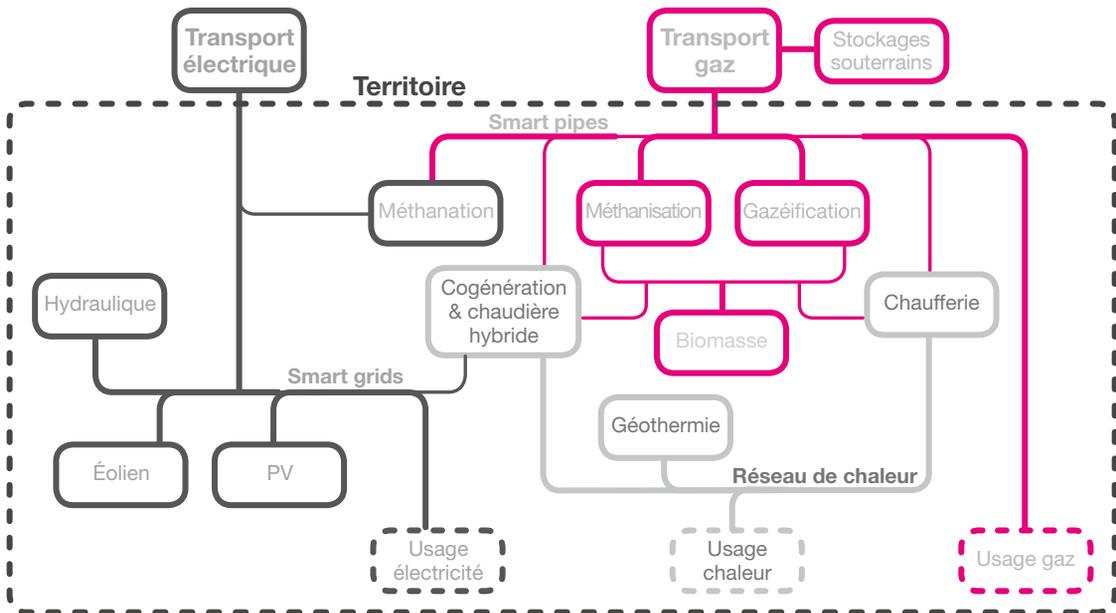


Figure 8. Demain, des réseaux interconnectés aux synergies développées

Ce développement des synergies entre les vecteurs énergétiques et leurs infrastructures respectives est grandement favorisé par l'évolution de tous les réseaux en des systèmes de mieux en mieux pilotés et intégrés : comptages communicants en aval, télésurveillance et télépilotage des réseaux de transport et distribution, interactions avec d'autres réseaux urbains, etc. (fig. 8).

4. Conclusion

La trajectoire proposée par GrDF fait appel aux infrastructures existantes et à des investissements diffus qui n'imposent pas aux générations futures le poids d'investissement antérieurs lourds. Elle atteint le « facteur 4 » en 2050 et reste flexible aux changements d'usages grâce à l'utilisation optimale des vecteurs énergétiques variés et adaptables. La diversification du mix de ressources primaires et des vecteurs des usages énergétiques finals permet d'améliorer considérablement la flexibilité et la robustesse du système énergétique dans son ensemble.

Le rôle que jouera le vecteur gaz dans la transition énergétique est ici mis en lumière, comme il l'est dans d'autres scénarios examinés dans le cadre du groupe de travail « mix énergétique » du DNTE. À des degrés variés, des scénarios aussi divers que celui de l'association NégaWatt, l'Ademe ou certains scénarios de l'alliance de recherche publique Ancre reposent également sur l'injection de gaz verts dans l'infrastructure existante et le développement du gaz dans les transports.

Par ailleurs, cette approche structurée autour des vecteurs énergétiques alliée à la prise en compte fine de contextes hétérogènes ouvre le champ à des illustrations et des analyses pertinentes sur des mailles géographiques restreintes. Grâce à l'ancrage fort de toutes les hypothèses de scénarisation dans la diversité de contextes qui coexistent sur le territoire national, la grande majorité de la scénarisation mise en œuvre peut être déclinée à des échelles régionales. L'horizon de référence proposé par le scénario national, auquel s'adosseront ces illustrations territoriales, garantit une cohérence

forte et cruciale de la vision énergétique qui y est développée. Simultanément, elle permet, dans les territoires, d'élargir le domaine des possibles et de repenser les formes et les modalités d'une trajectoire de « facteur 4 ».

À des échelles territoriales, la vision dynamique développée dans cet article, par laquelle les vecteurs énergétiques articulent production et consommation, permet d'approfondir l'optimisation du système énergétique et la valorisation de tous ses éléments grâce à de nouvelles synergies. Par exemple, dans un contexte rural où une approche mono-vecteur montrerait une forte disponibilité de biomasse forestière, mais une faible consommation de chaleur sur le territoire, l'approche centrée autour des vecteurs permet de faire jouer les flexibilités offertes par les différents réseaux, tant en termes de stockage ou de gestion de la puissance que d'acheminement vers des usages finals plus nombreux et variés. La consommation de carburant gazeux représenterait ici un débouché stable dans le temps, potentiellement important en volume et optimisé en rendements pour cette biomasse. Ainsi, la flexibilité du système énergétique permise par les synergies développées entre les vecteurs ouvre la voie à des nouvelles voies qui sont à tracer vers la réduction des émissions des gaz à effet de serre aux échelles locales. ■

Bibliographie

- [1] « Habitat Facteur 4 », *Les cahiers du CLIP* n° 20, 2010.
- [2] *World Energy Outlook*, Agence internationale de l'énergie, 2012.
- [3] « Bilan prévisionnel 2012 de l'équilibre offre-demande », RTE, 2012.
- [4] Biométhane de gazéification, potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, GrDF – étude réalisée par GDF Suez et co-pilotée avec Ademe, Medde, Minefi & Maaf, février 2013.
- [5] Biométhane de micro-algues, potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, GrDF – étude réalisée par GDF Suez et co-pilotée avec Ademe, Medde, Minefi & Maaf, février 2013.
- [6] Étude « Biogaz, état des lieux et potentiel du biométhane carburant », Ademe-AFGNV-ATEE Club Biogaz, réalisée par GDF Suez, IFP-EN et le Meeddat, février 2009.