

Note de positionnement

Plan Air Climat Energie 2030 de la Wallonie (PACE 2030)

Consultation des parties prenantes sur la sortie du gaz fossile

Juin 2023

Contacts : Eric Monami, Conseiller Energie, emonami@edora.be, 0478/300.867
Cécile Heneffe, Conseillère, cheneffe@edora.be, 0488/17.21.18

Considérations générales

Le Gouvernement wallon a approuvé en mars dernier une version révisée de son Plan Air-Climat-Energie 2030, visant à atteindre un objectif global de réduction des émissions de GES de la Wallonie de -55% (par rapport à 1990). Dans ce nouveau PACE 2030 (p. 63), le Gouvernement wallon :

- rappelle qu'« *il est nécessaire de sortir de toutes les énergies fossiles, y compris le gaz non-renouvelable à l'horizon 2050* »,
- précise qu'« *étant donné la complexité du sujet, une stratégie globale de sortie du gaz fossile, assortie d'une vision sur les usages futurs des réseaux de distribution et sur le développement des nouveaux vecteurs, sera établie en consultation avec les parties prenantes pour le 30 juin 2023* »,
- s'engage, pour la même date à « *établir, en consultation avec les parties prenantes, une stratégie de sortie du gaz fossile sur base d'un calendrier à l'horizon 2050 avec des objectifs de réduction progressive d'ici 2030 et 2040* ».¹

La présente note de positionnement est la réponse d'EDORA à ladite consultation.

Pour EDORA, une telle stratégie est, en tout état de cause, le seul moyen d'éviter une accumulation supplémentaire de futurs « actifs échoués », dans les bâtiments et au niveau des réseaux de gaz, alors qu'un bouquet d'alternatives renouvelables, locales et économiquement viables est d'ores et déjà disponible et ne demande qu'à être mobilisé davantage, en privilégiant les technologies décarbonées qui présentent le meilleur rapport coût-efficacité et en soutenant bien sûr dans cette transition les ménages qui en ont le plus besoin.

¹ Et d'ajouter que « *cette stratégie* :

- *comprendra une vision sur les usages futurs des réseaux de distribution et sur le développement des nouveaux vecteurs,*
- *sera articulée en cohérence avec les autres mesures de réduction de la consommation énergétique (notamment calendrier d'obligations de rénovation des bâtiments) et de sortie des autres combustibles fossiles (mazout et charbon). »*

La durée de vie (et, idéalement, d'amortissement) des réseaux de gaz est en effet de plusieurs dizaines d'années. Si la Région vise vraiment une décarbonation complète du secteur du chauffage en 2050 et si elle ne veut pas être obligée d'amortir en seulement quelques années une part trop importante de ses réseaux de distribution de gaz, il lui revient d'indiquer dès à présent aux gestionnaires de réseau qu'en dehors des raccordements aux réseaux de producteurs et usagers de gaz renouvelables, leurs investissements seront dorénavant limités à l'entretien du réseau existant, à l'exclusion de tout projet visant l'extension ou le remplacement de portions importantes de celui-ci.

Une vision claire en la matière permettrait en effet à ceux-ci d'identifier dès à présent les infrastructures qui seront plus que certainement déclassées d'ici 2030, puis d'ici 2040, ce qui permettra en retour de préciser dans quels quartiers les chaudières au gaz et les éventuelles pompes à chaleur « hybrides » (gaz/électricité), qui ont elles-mêmes une durée de vie d'au moins 15 ans, présentent encore un quelconque intérêt.

S'agissant des gaz renouvelables biosourcés substituables au gaz fossile, EDORA tient à souligner qu'il reste indispensable d'avancer sur le cadre de développement du biogaz : cette filière est déjà mature d'un point de vue technologique, mais se trouve dans une situation complexe. La Wallonie compte sur 8 TWh de biogaz pour atteindre ses objectifs énergétiques. Or, la situation actuelle (avec le manque de CV pour la filière et l'absence d'un cadre de soutien au biométhane indépendant des certificats verts) fait que les projets n'ont pas la sécurité financière suffisante pour véritablement voir le jour. D'autre part, l'objectif de 8 TWh repose sur des intrants encore peu captés : des cultures intercalaires à vocation énergétique, une optimisation de la valorisation des prairies, la récolte de coproduits de cultures comme les feuilles de betterave, la valorisation d'intrants peu énergétiques comme les lisiers et fumiers, etc. Or, tous ces intrants nécessitent également de la recherche, du soutien et un cadre légal encourageant. (Voir question 1 pour plus de précisions.)

Si la majorité de ces 8 TWh de biogaz peut être facilement transportée via le réseau de gaz (après épuration du biogaz en biométhane), il faut également tenir compte du fait qu'environ un tiers du territoire n'est pas desservi par ces réseaux et, par conséquent, un tiers environ du potentiel de production ne pourra pas être injecté facilement dans ces réseaux (le transport des matières étant complexes et également couteux en énergie). Des solutions devront être envisagées pour ces territoires.

Quelle que soit la part de ce potentiel biogaz que la Wallonie et la Belgique parviendront à mobiliser, le volume de molécules renouvelables nécessaire en consommation finale, en 2050, sera très largement supérieur : entre 50 et 100 TWh à l'échelle de la Belgique, selon diverses études. Il nous semble donc également nécessaire de positionner la Wallonie et, plus généralement, la Belgique de manière proactive sur les technologies de production et de valorisation des gaz renouvelables non biosourcés (voir question 3). EDORA salue cette consultation sur la stratégie de sortie du gaz fossile, mais regrette que le délai de réponse pour une consultation d'une telle envergure soit très court pour fournir une réponse complète et étayée. On le voit, les questions soulevées dans ce contexte sont complexes et nécessitent un travail de fond pour élaborer des réponses approfondies et informées. Malgré cette contrainte temporelle, EDORA a tenté de fournir une réponse constructive et réfléchie aux questions du Cabinet, afin de contribuer au mieux à ce débat sur la sortie du gaz fossile.

1. Pour quels usages le potentiel de gaz renouvelable issu de la biométhanisation de matières organiques, identifié par ValBiom (8 TWh), devrait-il être utilisé en priorité à l'horizon 2050 ?

Il convient tout d'abord de rappeler que le **chiffre de 8 TWh** est basé sur une étude qui prend en compte le gisement potentiel réaliste actuellement disponible, incluant des matières encore peu exploitées et

correspondant à des installations d'un certain type. Différentes réflexions, mesures et études sont indispensables pour pouvoir confirmer et atteindre ce chiffre :

- Le potentiel à développer selon l'étude de Valbiom concerne majoritairement les Cultures Intercalaires à Vocation Énergétique (CIVE), l'optimisation de la valorisation des prairies et l'utilisation des coproduits de cultures peu valorisés actuellement. Il est nécessaire de mettre en place un cadre favorisant la valorisation de ce potentiel et d'en étudier les itinéraires techniques et méthodes de récoltes optimales pour pouvoir atteindre ce chiffre. Sans cela, les 8 TWh ne sont pas atteignables.
- Il est également important de noter que les 8 TWh sont basés sur l'agriculture actuelle et ne tiennent pas compte de la perspective de l'année 2050. Pour pouvoir investir en pleine connaissance de cause, il est cependant essentiel de se demander à quoi ces résidus seront utilisés en 2050 et s'ils n'auront pas d'autres usages que ceux envisagés actuellement. Il est nécessaire d'anticiper les évolutions futures de l'agriculture afin d'explorer les possibilités d'utilisation de ces résidus à long terme.
- Le type d'installations de biométhanisation qui sera privilégié aura également un impact sur les types de valorisation du biogaz techniquement envisageables. Une étude sur le type d'installations, la taille, les types de matières, etc. à privilégier pour atteindre les objectifs fixés serait donc la bienvenue. Par ailleurs, la localisation des intrants et la faisabilité technique de leur transport doit également être un élément à prendre en compte. Le critère à utiliser pour déterminer le type d'installation à privilégier et ses caractéristiques, en fonction de la localisation et de la typologie du lieu d'implantation, doit être la maximisation du potentiel de réduction des gaz à effet de serre.
- Enfin, la concrétisation du potentiel de production estimé par Valbiom dépend également de la solidité du cadre de soutien qui sera mis en place pour véritablement mobiliser ce potentiel. EDORA rappelle à cet égard que la filière biométhane est depuis longtemps dans l'attente d'un mécanisme de soutien direct à l'injection, indépendant du mécanisme des certificats verts et de la facture d'électricité.² EDORA insiste cependant pour que ce nouveau mécanisme ne remette pas en cause les engagements pris vis-à-vis des porteurs de projets déjà actifs, ni le démarrage rapide des projets actuellement suspendus à l'octroi de certificats verts, notamment du fait de la diminution drastique du soutien au biogaz (enveloppe réduite à 5300 CV/an à partir de 2023).

Les **possibilités de valorisation** pour le biogaz sont nombreuses. Il semble néanmoins logique, pour maximiser la réduction globale des gaz à effet de serre, de privilégier les usages, notamment industriels, pour lesquels il n'existe pas ou peu de solutions décarbonées alternatives, en ce compris les process qui requièrent du (bio)méthane comme matière première plutôt que comme combustible.

Notons également que le biogaz a un potentiel de production de CO₂ biogénique, qui pourrait être utilisé pour produire d'autres gaz renouvelables non biosourcés (cf. question 3). En cas de production excédentaire d'électricité verte, il est en effet techniquement possible de générer de l'hydrogène, qui peut être recombinaison avec du CO₂ pour produire de l'e-méthane.

² Le nouveau PACE 2030, récemment adopté par le Gouvernement, confirme l'intérêt d'« évaluer l'opportunité » d'un tel soutien direct, généralisable au gaz de synthèse et gaz de mine (mesure 298, p. 75), mais n'engage toujours le Gouvernement :

- ni sur un délai,
- ni sur un niveau de soutien,
- ni sur un objectif de production,
- ni même sur un mécanisme concret en la matière (appels à projets, soutiens à la production ou incorporation obligatoire d'un pourcentage raisonnable de gaz renouvelable dans les carburants et/ou combustibles gazeux, à l'instar de ce qui existe dans le domaine des carburants liquides ?).

Il faut cependant tenir compte du fait que le réseau de gaz wallon ne couvre pas l'ensemble du territoire. En fonction de la localisation des unités de production, la valorisation optimale de leur production sera différente. Pour les unités où l'injection n'est pas envisageable (en raison de la taille de l'installation ou de l'absence de réseau, par exemple), la cogénération efficace reste une solution intéressante (notamment pour certains types d'industries locales), ainsi que la production et la distribution de biocarburant, la valorisation du biogaz directement pour d'autres besoins locaux, etc.

La façon dont les 8 TWh seront utilisés dans la pratique dépendra également des ressources et des moyens qui seront mobilisés pour favoriser les différents usages souhaités. Les choix qui seront posés en termes de financement et de mesures d'accompagnement joueront un rôle déterminant dans la façon dont le potentiel du biogaz sera exploité. A cet égard, au vu de la récente décision européenne de mettre fin en 2035 aux ventes de voitures et de camionnettes neuves équipées de moteurs thermiques, il est probable que le (bio)gaz carburant restera un produit de niche au regard de l'électrification déjà en cours du parc automobile et celle, imminente, d'un nombre croissant de véhicules utilitaires de plus en plus lourds.

2. Comment garantir la durabilité de l'utilisation de ces 8 TWh de gaz renouvelables biosourcés ?

Les directives européennes et leurs transpositions en droit wallon, ont établi un certain nombre de critères, que ce soit concernant les matières entrantes dans le digesteur (avec entre autres l'AGW durabilité récemment publié) ou la méthode de valorisation du biogaz. Cela permet de déterminer notamment si une installation est reconnue comme produisant une énergie renouvelable. Ces législations intègrent également des notions de hiérarchie des usages et nous semblent offrir un cadre suffisant pour garantir la durabilité des gaz qualifiés de renouvelables.

Un point important est de savoir quelle place devrait être laissée aux cultures énergétiques. Si celles-ci posent question quant à l'occupation des terres agricoles, elles restent importantes pour la sécurité d'approvisionnement d'un site de biogaz, en raison de leur bonne stockabilité à long terme. Il y a un siècle, environ un tiers des terres agricoles étaient utilisées pour nourrir le bétail destiné au transport. Actuellement, on consacre notamment de nombreux hectares à la culture de sapins de Noël. Cela peut soulever des interrogations sur la pertinence de ce genre d'utilisation par rapport aux enjeux énergétiques et climatiques. Il est important de trouver un équilibre entre les différents usages des terres agricoles, en tenant compte de leur contribution essentielle à la production d'énergie renouvelable stockable et pilotable et à la satisfaction des besoins énergétiques essentiels.

3. Quel est le potentiel de production de gaz renouvelables non biosourcés (i.e. hydrogène et gaz de synthèse produits par réaction avec de l'hydrogène bas carbone) ?

A court et moyen termes, ce potentiel est de toute évidence relativement limité, dès lors qu'il est généralement beaucoup plus efficace d'utiliser l'électricité verte telle quelle, (sans transformation vectorielle). Sauf exceptions justifiées par l'impossibilité d'électrifier un usage énergétique donné, seuls les surplus éventuels d'électricité verte non stockables devraient être convertis en hydrogène ou en e-fuels. En effet, ces gaz devraient être non seulement durables, mais également compétitifs au regard de l'électrification directe.

A plus long terme, comme d'ailleurs en règle générale, le potentiel local de production de biogaz non biosourcé sera largement fonction de la quantité d'électricité renouvelable produite, car même si on parvient parallèlement à de mieux en mieux flexibiliser le système énergétique, le développement des

sources d'électricité renouvelable devrait déboucher sur des surplus de plus en plus substantiels d'électricité verte à convertir en combustibles synthétiques.

Ce point nous semble essentiel, car quelle que soit la part des 8 TWh de son potentiel biogaz que la Wallonie (ou la Belgique, dont le potentiel est évalué à environ 15 TWh), parviendront à mobiliser, le volume de molécules renouvelables nécessaire en consommation finale, en 2050, sera quant à lui très largement supérieur : entre 50 et 100 TWh à l'échelle de la Belgique, selon diverses études. S'il faut effectivement prioriser l'utilisation directe de l'électricité renouvelable générée pour des raisons d'efficacité, il importe donc également de développer en parallèle un maximum de compétences en matière de molécules renouvelables dans la recherche et l'industrie wallonnes.

Il nous semble dès lors nécessaire de positionner la Wallonie de manière beaucoup plus proactive sur les gaz non biosourcés :

- en tenant compte de l'apport des gaz et liquides de synthèse dérivés (ammoniac, méthanol, etc.) dans la flexibilité du système électrique et énergétique, plus généralement,
- en capitalisant sur nos nombreux atouts et avantages comparatifs (universités, clusters, entreprises technologiques, etc.) pour rester à la pointe de l'innovation dans ces domaines, comme nous y encouragent les programmes et les fonds européens développés ces dernières années dans cette perspective,
- en maximisant la production locale d'électricité et de gaz renouvelables, afin d'améliorer notre indépendance énergétique, de favoriser l'ancrage en territoire wallon d'un large tissu industriel, fût-il gros consommateur d'énergie, et de tout un écosystème d'entreprises énergétiques axées sur la transition,
- et en veillant également au développement d'une filière du captage, du stockage et de l'utilisation du CO₂, étant donné les inévitables émissions résiduelles de certains fleurons de notre industrie.

L'hydrogène et d'autres e-fuels auront donc un rôle à jouer dans la décarbonation de certains types de véhicules ou process industriels, mais certainement pas dans le chauffage des bâtiments, par exemple.

Il convient par ailleurs de noter que l'e-méthane n'est neutre en carbone que si le CO₂ utilisé pour le produire provient d'émissions inévitables. Ou alors, il faut pouvoir recapturer le CO₂ émis à l'utilisation pour attendre la neutralité carbone. Mais cela est également vrai pour la combustion de gaz fossile ...

4. Pour quels usages les gaz renouvelables, non biosourcés, devraient-ils être utilisés en priorité à l'horizon 2050 ?

La réponse à cette question dépend de la nature exacte de ces gaz renouvelables non biosourcés et des quantités dans lesquelles ils pourraient être produits en fonction des endroits, etc. En fonction des quantités disponibles, les priorités à prendre en compte peuvent être très différentes.

Ce genre de considérations a conduit le consultant Michael Liebreich, dont l'expertise est reconnue en la matière, à proposer une hiérarchie des usages de l'hydrogène vert et des sources d'énergie (verte) alternatives (en ce compris l'électricité verte), que nous reproduisons en annexe et dont il ressort notamment que les usages les plus incontournables de l'hydrogène vert sont la fabrication d'engrais, les processus d'hydrogénation, l'hydrocracking (procédé utilisant l'hydrogène pour briser les chaînes carbonées longues des molécules d'hydrocarbures) et la désulfuration.

Il ressort à l'inverse de diverses études sur le sujet qu'il est notamment inutile de continuer à considérer l'hydrogène pour le chauffage des bâtiments, par exemple.³

³ Cf. : <https://h2sciencecoalition.com/blog/hydrogen-for-heating-a-comparison-with-heat-pumps-part-1/>).

5. ***Dans le cadre de la décarbonation de l'économie wallonne, pour quels usages les réseaux de distribution de gaz devraient-ils être utilisés en priorité, éventuellement selon quel phasage ?***
6. ***Dans le cadre de la décarbonation de l'économie wallonne, quels sont les gaz qui devraient être véhiculés prioritairement dans les réseaux de distribution, éventuellement selon quel phasage ?***
-

Rappelons tout d'abord que les réseaux wallons sont d'ores et déjà compatibles avec le biométhane issu de biométhanisation (ou tout autre méthane non fossile). La faisabilité technique d'y faire transiter d'autres gaz renouvelables, doit être étudiée au cas par cas, notamment en termes d'étanchéité des conduites et des points d'injection et de raccordement.

Le principal objectif devrait être de connecter les installations de biométhanisation et les autres producteurs de gaz renouvelables, en fonction des possibilités techniques, à leurs utilisateurs prioritaires.

Pour le reste, il convient bien sûr d'assurer l'entretien du réseau existant, là où il reste nécessaire pour garantir un approvisionnement sûr des autres usagers du gaz en attendant le déploiement de solutions alternatives, tout en envisageant le décommissionnement progressif plutôt que le remplacement des portions de réseau arrivées en fin de vie, lorsque des vecteurs alternatifs sont disponibles ou envisageables en lieu et place du gaz (« chaleur substituable »).

L'utilisation d'hydrogène pour le chauffage des bâtiments étant essentiellement contre-productif, tenter, comme certains GRD, de mélanger de l'hydrogène dans les réseaux de gaz n'a de sens que dans des cas bien particuliers.

Outre la sortie du gaz fossile, la transition vers les gaz renouvelables et la gestion plus ciblée des réseaux de gaz qui en découlent, il est nécessaire de rappeler l'urgence de la transition énergétique des habitations elles-mêmes (et des autres bâtiments), desservis ou non par un réseau de gaz, et de la mise en place de solutions décarbonées adéquates, en fonction de chaque profil. Ces solutions incluent les réseaux de chaleur renouvelable, les pompes à chaleur de sources diverses, la géothermie, etc. (voir plus loin.)

7. ***Quels moyens techniques (infrastructures mais aussi modes de combustion) faudrait-il développer pour permettre la valorisation des différents gaz renouvelables qui seront produits à l'horizon 2050 (biogaz non épuré, biométhane et méthane de synthèse, hydrogène, autres gaz) ?***
-

EDORA souhaite apporter une première précision de vocabulaire. Quand on parle de biogaz non épuré, on parle bien d'un biogaz issu de biométhanisation, composé à la fois de méthane et de gaz carbonique, et ayant été séché (c'est-à-dire dont on a enlevé l'eau) et désulfurisé (dont on a enlevé l'H₂S, une molécule très corrosive).

Des réseaux de biogaz non épurés pourraient être mis en place, afin de collecter les biogaz issus de petites unités sur une même zone géographique. Ce biogaz pourrait soit être utilisé via une unité centrale (production d'énergie, chaudière, etc. au sein ou non d'une industrie), soit être épuré de manière centralisée (plusieurs projets ont vu le jour dans des pays voisins). Par ailleurs, il est à noter que des projets de biogaz porté⁴ (créant ainsi des réseaux virtuels) pourraient également voir le jour. Ce type de réseau doit être évalué tant d'un point de vue technique et économique, qu'en termes d'intérêt local.

⁴ Biogaz ou biométhane transporté par camion vers un point d'injection.

Des stations d'injection de biométhane centralisées pourraient être ainsi envisagées, soit pour une seule unité, soit pour un ensemble d'unités. Afin d'éviter des congestions, il faut envisager des postes de rebours pour gérer notamment les périodes creuses (le plus souvent l'été).

Pour les autres renouvelables, il serait pertinent d'évaluer (à l'instar du biogaz) le potentiel de méthanation sur base des différentes technologies. Ce potentiel permettrait d'éclairer les réflexions concernant la gestion tant des assets nécessaires que du réseau en tant que tel.

Concernant la méthanisation, nous souhaitons également attirer l'attention sur une technologie en particulier. Des études ont déjà été réalisées, afin d'augmenter la production de méthane sur un site de production. En mélangeant de l'hydrogène dans le digesteur, on produit un biogaz plus riche en méthane. Cet hydrogène pourrait être produit via les excédents d'électricité renouvelable à certains moments.

Concernant l'épuration du biogaz en biométhane, certaines technologies, telles que la technologie par membrane, permettent de produire un CO₂ biogénique, pouvant être valorisé de différentes façons.

8. *Quel sera le rôle futur des réseaux de chaleur pour assurer quels besoins thermiques ?*

En résumé, les réseaux d'énergie thermique devraient alimenter les bâtiments, aussi bien résidentiels que tertiaires, en chaleur et en froid « substituables », là où la densité de ces besoins en énergie thermique demeure suffisamment élevée pour justifier un tel investissement. Il convient également de rappeler ici qu'un réseau de chaleur ne distribue pas forcément une chaleur injectable directement dans des radiateurs. Au contraire. Il peut s'agir de distribuer une eau nettement plus tempérée, que les utilisateurs finaux réchaufferont chez eux de manière décentralisée, en fonction de leurs propres besoins en chaleur, à l'aide de PACs hydrothermiques.

Il est également intéressant de noter que les six pays d'Europe dont les besoins en froid et en chaleur sont les plus largement couverts par des sources d'énergie renouvelables sont aussi ceux qui ont le plus recours aux réseaux de chaleur pour couvrir ces besoins⁵. Les réseaux de chaleur, de tailles et de conceptions diverses, font plus généralement partie des solutions les plus couramment déployées pour décarboner la chaleur (et le froid) – avec ou sans production de chaleur ou de froid décentralisée via pompes à chaleur – dans les agglomérations européennes dont la densité des besoins en chaleur résidentielle et tertiaire demeure élevée. Cela fait notamment plusieurs années que la Flandre s'efforce de rattraper son retard en la matière, sous l'impulsion de ses propres centres d'expertise en transition énergétique (EnergyVille, VITO, etc.) et grâce à l'implication active de Fluvius, son gestionnaire de réseaux, qui se décrit désormais volontiers comme « multi-vectoriel », et de tout un écosystème d'entreprises privées qui ont compris l'intérêt de ces technologies. En Wallonie, la Ville de Charleroi s'est également lancée dans un vaste projet de redéploiement de réseaux d'énergie thermique sur son territoire.

Le nouveau PACE 2030 de la Wallonie laisse à penser que les réseaux de chaleur y suscitent également un intérêt certain. EDORA se réjouit d'ailleurs d'y lire que « la mise en œuvre de réseaux de chaleur contribuera également à la réalisation des objectifs en matière de chaleur renouvelable. » Nous craignons cependant que les meilleures intentions ne suffisent pas à véritablement changer la donne dans ce domaine.

Outre la promesse d'un soutien au raccordement qui reste à confirmer, diverses réponses concrètes aux défis que présente le déploiement de tels réseaux figurent pourtant bel et bien dans la propre

⁵ Plus de 50% d'énergie thermique de source renouvelable dans le bâtiment et plus de 55% de raccordements aux réseaux d'énergie thermique, dans les pays nordiques et les pays baltes.

« Stratégie de réseaux de chaleur et de froid » de la Région (Mars 2021). Il s'agit à présent de concrétiser celles-ci, telle l'élaboration de conventions-types basées sur la philosophie des Communautés d'Énergie Renouvelable, offrant un cadre contractuel stable et rassurant, assortis de paramètres économiques mesurables et prévisibles, au bénéfice tant des utilisateurs potentiels de chaleur distribuée, que des porteurs de projets.

Alors que la « Stratégie réseaux de chaleur et de froid » admet que l'extension et la concurrence du réseau de gaz naturel sont une entrave sérieuse (une « Menace ») au développement des réseaux de chaleur (en plus de « coincer » les consommateurs concernés pendant de nombreuses années (effet de « lock-in »)), il conviendrait en outre, sans plus attendre :

- de prévoir un terme à l'extension dudit réseau de gaz naturel, si ce n'est pour le raccordement d'installations de biométhanisation ou, durant une période de transition à préciser, pour l'alimentation d'un procédé industriel ou d'une cogénération,
- de mieux encadrer la publicité et de supprimer les offres de raccordement au rabais des GRD et des fournisseurs de chaudières à combustibles fossiles,
- de ne plus autoriser le raccordement de nouvelles constructions au réseau de gaz naturel.

Pour voir un plus grand nombre de réseaux de chaleur et des boucles d'eau tempérée se déployer en Wallonie d'ici 2030, y compris dans les noyaux d'habitat existants, il faudra nécessairement que la Région se montre nettement plus résolue en la matière :

- Toute « rénovation groupée » ou « rénovation par quartier » (qu'on ne répétera pas avant 30 ans minimum, a priori ...),
- toute intervention d'une certaine importance sur les impétrants d'un quartier ou d'un axe particulier,
- et tout chantier de réfection d'une ou plusieurs voiries d'un même quartier,

devraient être l'occasion d'envisager, par exemple via l'organisation d'appels d'offres ou d'appels à projets systématiques, le décommissionnement progressif ou le déclassement du réseau de gaz local au profit de la meilleure alternative envisageable, en fonction des circonstances, dans la liste suivante :

- le tout aux PACs aérothermiques (en cas de besoins en chaleur suffisamment limités) ou géothermiques,
- le tout aux PACs aérothermiques, mais avec appoints biomasse ponctuels,
- les PACs sur boucle d'eau tempérée, alimentée par une ou plusieurs sources de chaleur verte (géothermie, hydrothermie, riothermie, chaleur fatale, biomasse, etc.),
- le réseau de chaleur à proprement parler (sans production de chaleur décentralisée via PACs),
- ou toute autre combinaison de technologies renouvelables pertinente.

Il est également urgent de modifier les décrets et les statuts fixant les prérogatives et responsabilités des gestionnaires de réseaux de distribution et de la société wallonne des eaux (qui pourrait investir, comme Vivaqua à Bruxelles, dans la riothermie), afin de leur permettre de se diversifier dans la distribution de chaleur, en veillant bien sûr, d'une part, à garantir un strict unbundling entre leurs activités de gestionnaire de réseaux et la production d'énergie thermique proprement dite, et d'autre part, à ne leur consentir aucune exclusivité dans ce domaine.

Enfin, les sources de chaleur verte étant par nature décentralisées, il conviendrait de préciser davantage le rôle que les pouvoirs locaux devraient être amenés à jouer :

- dans l'évaluation de leur potentiel local,
- dans le développement éventuel d'unités de production collectives (centrales biomasse, forages géothermiques, etc.),

- dans le déploiement de réseaux d'énergie thermique centrés sur leurs propres équipements,
- et dans la promotion des avantages de ces diverses solutions auprès des citoyens et des investisseurs.

9. Quelles sont les sources d'énergie qui devraient alimenter, en priorité, ces réseaux de chaleur, à court, moyen et long terme ?

Un des principaux avantages des réseaux d'énergie thermique, dans le cadre de la transition énergétique, est précisément de pouvoir associer plus facilement diverses sources de chaleur verte (chaleur fatale au sens large⁶, géothermie, bois-énergie, cogénération efficace à partir de biomasse solide, liquide ou gazeuse, solaire thermique, pompes à chaleur industrielles, etc.) en fonction de leur disponibilité locale et de l'évolution de leur compétitivité ou valeur de marché dans le temps. Si des pompes à chaleur quelles qu'elles soient (individuelles ou collective, aérothermiques, géothermiques, hydrothermiques ou riothermiques) font partie du « mix », cette hybridation collective peut en outre constituer une importante source de flexibilité potentielle pour l'ensemble du système énergétique, le taux d'utilisation des pompes à chaleur pouvant être modulé par le niveau de sollicitation des autres sources.

Dans les quartiers denses et anciens, il s'agira donc de remplacer progressivement les réseaux de gaz par des réseaux de chaleur alimentés par une chaufferie ou une cogénération biomasse (solide, liquide ou gazeuse) ou par de simples boucles d'eau tempérée (avec production décentralisée de chaleur complémentaire) alimentés par de la géothermie, de l'hydrothermie, de la riothermie ou la récupération de chaleur fatale industrielle ou tertiaire, afin d'augmenter sensiblement, sur demande, le coefficient de performance des pompes à chaleur raccordées à ceux-ci.

Le PACE prévoit par ailleurs d'activer le potentiel de récupération de chaleur fatale de la Wallonie ; En ne mentionnant pas la chaleur fatale dans ses « Objectifs Chaleur renouvelable », le Gouvernement y donne cependant l'impression de ne s'intéresser à ce potentiel que dans le cadre des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique des entreprises industrielles et commerciales, ce qui serait dommage.

Pour stimuler la récupération de chaleur fatale, il conviendrait:

- non seulement, de soutenir activement le déploiement de réseaux d'énergie thermique aux abords des sites concernés, notamment par l'organisation d'appels à projets ciblés,
- mais aussi de prendre toute mesure du type « fonds de garantie », visant à minimiser les risques industriels liés aux sources de chaleur mobilisées (faillite, délocalisation, fuel switch, etc.).

EDORA recommande par ailleurs de faciliter les recours à une combinaison de pompes à chaleur et d'appoints fonctionnant au bois-énergie, que ce soit dans le cadre de systèmes collectifs, avec réseau de chaleur ou dans les systèmes individuels (hybridation technologique/solutions poly-énergétiques), de manière à diversifier les sources de chaleur verte pour faire face aux pics de consommation et aux épisodes de « dunkelflaute ».

En Wallonie, le bois-énergie offre en effet de belles perspectives de substitution aux combustibles fossiles importés, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de soutien de l'activité économique en zones rurales. Comme le rappelle la Commission Européenne, « le *règlement sur l'utilisation des terres et la foresterie pour la période 2021-2030* soutient les forestiers par une meilleure visibilité des bénéfices climatiques de la biomasse solide, qui peut stocker le carbone absorbé dans

⁶ Récupération de la chaleur produite par les incinérateurs, les industries, les data centers, les entrepôts réfrigérés, les frigos des grandes surfaces, le refroidissement des bâtiments (pour la production d'eau chaude sanitaire), etc.

l'atmosphère et remplacer des matériaux fortement émetteurs ». ⁷ En d'autres termes, promouvoir l'usage du bois dans la construction, par exemple, est une des manières de soutenir la sylviculture et de générer davantage de sous-produits valorisables énergétiquement, tout en stockant potentiellement davantage de carbone que dans le scénario attentiste privilégié par le PACE 2030.

De la même manière, on peut regretter que le PACE 2030 n'explique pas plus clairement comment la Wallonie entend mieux tirer parti de son potentiel considérable en matière de plaquette (forestière ou bocagère), alors qu'un accroissement du gisement disponible localement dans ces domaines est parfaitement envisageable dans le respect des critères de durabilité les plus stricts.

EDORA recommande donc au Gouvernement de :

- faire en sorte qu'une bonne partie de ces apports en chaleur décarbonée proviennent d'installations collectives, plus propices à la cogénération (d'électricité et de chaleur), munies des meilleures technologies de traitement de fumée disponibles, professionnellement gérées et plus faciles à encadrer,
- définir, en fonction des contraintes pertinentes de densité, de durée de vie résiduelle du réseau de gaz et d'accessibilité (densité des besoins estimés en chaleur d'appoint et capacité des infrastructures de transport et de distribution nécessaires à l'approvisionnement en bois-énergie), les formes d'hybridation recommandées ou autorisées pour chaque quartier : pompes à chaleur hybrides (gaz/électricité) ou pompes à chaleur avec appoint biomasse (poêle à pellets ou, exceptionnellement, poêle/insert à bois-bûche)⁸, afin de diversifier les sources de chaleur verte mobilisables lors des pics de consommation et des épisodes de « dunkelflaute »,
- promouvoir l'usage du bois dans la construction, vu ses avantages en termes d'émissions évitées et de stockage de carbone et les retombées sous-jacentes pour l'industrie du pellet et la filière bois-énergie, plus généralement⁹,
- favoriser un accroissement raisonné des ressources locales en bois-énergie par la reforestation et l'afforestation ou la plantation de simples haies et taillis à (très) courte rotation sur un maximum de terres marginales, de friches, de talus, de squares et même de jardins privés et promouvoir les agrocombustibles issus de ces plantations, comme la plaquette bocagère et le miscanthus, en soulignant également leurs autres avantages (refuge pour la biodiversité, intérêt paysager, lutte contre les coulées de boue et l'érosion des sols, ombrage pour le bétail, prévention des îlots de chaleur, etc.),
- planifier la mise en place d'une filière biomasse mieux organisée et structurée, offrant des combustibles davantage « normés », en permettant ainsi de limiter les frais d'entretien et de surveillance qui pénalisent encore cette filière,
- encourager le développement de Communautés d'Énergie Renouvelable rurales orientées « chaleur », intégrant notamment la production locale de biomasse,
- interdire l'incinération de déchets de jardin et de taille sans valorisation énergétique, en orientant ceux-ci vers les déchetteries et des plateformes de tri dédiées à la biomasse locale, en vue de leur biométhanisation et de leur transformation en plaquettes ou en pellets,

⁷ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/forests-and-agriculture/land-use-and-forestry-regulation-2021-2030_fr

⁸ En effet, les pompes à chaleur hybrides (gaz/électricité) ne sauraient être la seule solution disponible dans les quartiers où la généralisation des PACs, sans appoints en chaleur ponctuels, n'est pas envisageable à court ou moyen terme. Elles peuvent être considérées comme une solution de transition là où le réseau de gaz ne nécessite plus ni remplacement, ni intervention importante pour un certain nombre d'années. Partout ailleurs, il faut dès à présent commencer à déployer des solutions alternatives.

⁹ Industrie et filière qui valorisent les sous-produits de la sylviculture et des scieries.

- prévoir l'organisation d'une filière de récolte et de traitement/valorisation des cendres issues de la combustion de biomasse solide.

Enfin, plusieurs réseaux de chaleur existent aujourd'hui au départ d'une unité de biométhanisation (via cogénération). Une des problématiques rencontrées par ces installations est que la demande en chaleur est plus faible en été qu'en hiver. Un couplage intéressant pourrait être l'utilisation de biogaz non épuré comme « base load » pour un réseau chaleur, qui pourrait également être alimenté par de la biomasse solide pour les pics hivernaux.

Si les réseaux de chaleur semblent être une opportunité pour la biométhanisation, les exploitants ne souhaitent pas monter eux-mêmes des projets de grande ampleur, en raison de la charge financière de tels projets. Des organismes tiers pourraient développer et opérer de tels réseaux de chaleur, en s'appuyant sur plusieurs technologies pour la fourniture de chaleur, en fonction des périodes de l'année.

Un grand enjeu de ces réseaux est la gestion de la puissance nécessaire par rapport à la demande, en tenant compte de l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments attendue pour les prochaines années.

10. Comment pourrait-on capter le CO₂ émis par la combustion de biogaz (biogaz non épuré ou biométhane) pour créer des puits de carbone (émissions négatives) ?

Du CO₂ peut être émis à différents niveaux :

- Lors de l'épuration du biogaz en biométhane ;
- Lors de la combustion du biogaz, du biométhane :
 - dans un moteur de cogénération ou une chaudière sur site,
 - de manière délocalisée, dans les chaudières individuelles ou dans des industries.

Dans le cadre de l'épuration du biogaz en biométhane, certaines technologies captent le CO₂ dans des réactifs chimiques, afin de produire du méthane pur. Une autre technologie existe : les membranes. Dans ce cas, le CO₂ est séparé du CH₄ (méthane) de manière quasi parfaite, en produisant deux flux de gaz. Ce CO₂ biogénique peut dès lors avoir des valorisations industrielles, venant en remplacement de CO₂ « fossile ».

Pour la combustion de biogaz ou de biométhane dans une chaudière ou dans un moteur de cogénération, le CO₂ est émis dans les fumées de combustion. Il n'est actuellement pas possible économiquement de capter le CO₂ émis car la taille est trop petite pour les technologies actuellement sur le marché.

Si le biogaz ou le biométhane est brûlé dans une industrie, il est techniquement faisable de capter le CO₂ issu des fumées.

Au niveau de la recherche, il existe actuellement des projets de méthanation biologique via un digesteur et de l'hydrogène vert. A partir de la même quantité d'intrants, il serait possible de pratiquement doubler la production de biométhane, pouvant être injecté dans le réseau de gaz.

11. Comment neutraliser les émissions de CO₂ de process liées à la production de ciment, de chaux et de verre ?

–

12. Quel pourrait être le rôle du gaz naturel mais aussi des réseaux de distribution de gaz naturel dans une phase intermédiaire de la transition énergétique (i.e. aux horizons 2030 et 2040) ?

Le maintien d'une partie du réseau de gaz est nécessaire pour la valorisation du biométhane, à l'instar du réseau danois, qui vise à maintenir un tiers du réseau actuel. Comme objectif 2030, il faut réduire tout ce qui est possible, en commençant par les parties de réseau les plus vétustes, tout en déployant des solutions de verdissement. Afin d'atteindre cet objectif, il serait possible de mettre en place une obligation d'incorporation croissante de gaz renouvelable dans le gaz distribué, à l'instar de ce qui se fait pour l'électricité et pour les carburants.

Les seules extensions des réseaux de gaz encore justifiables sont celles rendues nécessaires par le raccordement d'un site de production de biométhane ou de consommation industrielle de gaz non substituable (difficile à décarboner avec les technologies actuelles). Plus aucun autre nouveau raccordement ou extension ne devrait être autorisé. Des parties du réseau existant devraient par ailleurs être progressivement fermées, en commençant par les quartiers :

- dont le réseau arrive en fin de vie et nécessiterait des investissements de remplacement importants pour rester opérationnel,
- bénéficiant d'une alternative crédible (réseau de chaleur et/ou full électrification), par exemple, dans le cadre d'un projet de rénovation du bâti à l'échelle du quartier,
- faisant l'objet de travaux de voirie importants (réfection en profondeur ou intervention portant sur l'un ou l'autre impétran).

13. Quelles sont les alternatives décarbonées à la consommation de gaz naturel qui peuvent être envisagées dans les zones où le réseau de gaz naturel est actuellement existant
a. En fonction des différents niveaux de températures requis ?
b. En fonction des différents types de consommateurs (chauffage résidentiel et/ou tertiaire, industrie, mobilité là où le CNG est utilisé ?

De nombreuses solutions existent : la substitution par du biométhane, la mise en place d'autres solutions technologiques, comme les pompes à chaleur, les chaudières bois ou biomasse solide, les réseaux chaleur, etc.

Par ailleurs, ces solutions sont tributaires des profils de consommation à satisfaire, en termes de température ou de périodes de demande.

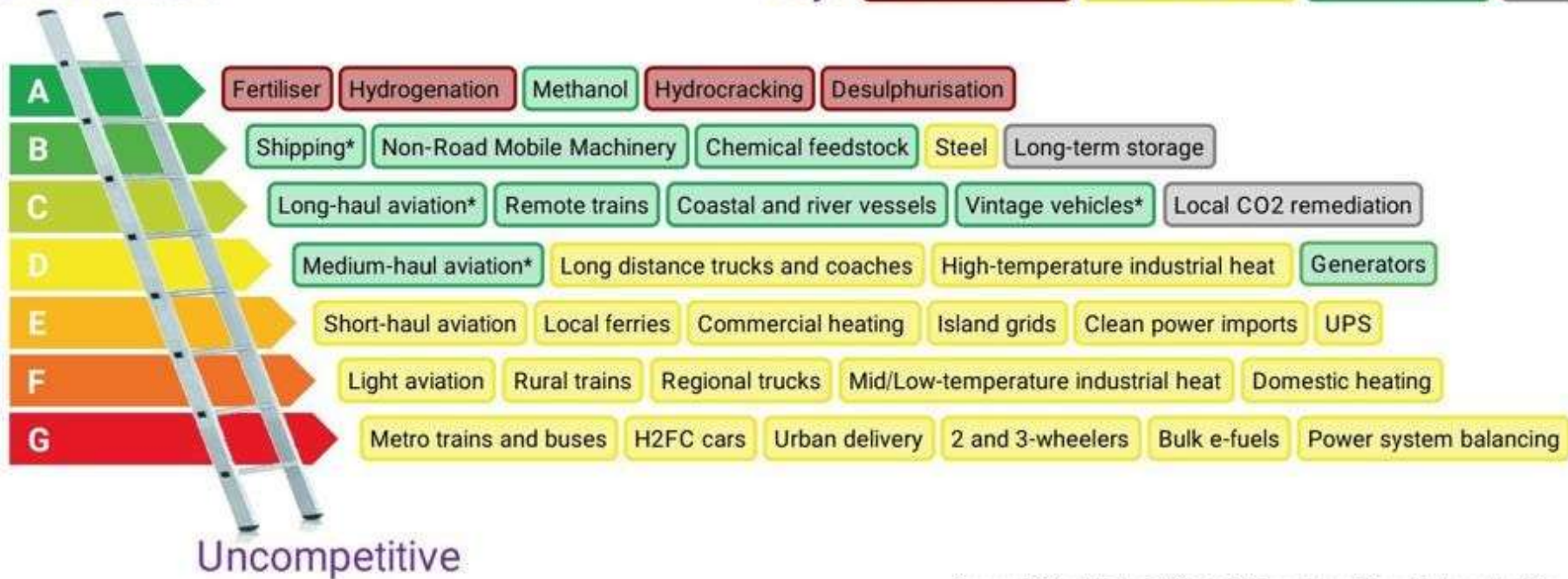
Afin de répondre à cette question, une étude doit être réalisée, permettant de déterminer les différents cas de figures possibles, et les solutions techniques à mettre en place en fonction de chaque cas identifié. Les cas envisagés doivent comprendre tant des exemples industriels, que le chauffage de l'habitat (en fonction de la densité, des solutions pratiques, de la disponibilité de matières premières, etc.).

Clean Hydrogen Ladder: Competing technologies

Liebreich Associates

Unavoidable

Key: No real alternative Electricity/batteries Biomass/biogas Other



* Most likely via ammonia or e-fuel rather than H2 gas or liquid

Source: Michael Liebreich/Liebreich Associates, *Clean Hydrogen Ladder, Version 4.1, 2021*. Concept credit: Adrian Hiel, *Energy Cities*. [CC-BY 3.0](https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/)