

# Gaz naturel – Biogaz – Power-to-Gas

## Potentiels, limites, besoins en infrastructures



### Résumé

L'objectif ancré dans l'Accord de Paris sur le climat, visant à éviter les bouleversements climatiques catastrophiques, exige que la combustion de gaz naturel d'origine fossile cesse presque totalement en Suisse, au plus tard au cours des deux décennies à venir. Cette échéance soulève la question de savoir dans quelle mesure le gaz naturel peut être remplacé, dans ce délai, par des alternatives plus respectueuses du climat comme le biogaz ou le gaz synthétique. Pour qu'à moyen terme, le biogaz devienne respectueux du climat, son bilan en matière d'émissions de gaz à effet de serre doit être amélioré de manière significative. D'une manière ou d'une autre, le biogaz indigène n'est pas en mesure de se substituer à plus d'un neuvième des ventes actuelles de gaz naturel fossile, même en exploitant son plein potentiel. Le biogaz importé

n'entre pas en ligne de compte à titre de solution envisageable à terme, par le simple fait que son potentiel durable en Europe est bien trop faible pour la décarbonisation du secteur énergétique. Par ailleurs, le client suisse achetant actuellement du biogaz importé ne profite pas de l'entière plus-value écologique de son biogaz – mais reçoit du gaz naturel fossile certifié. Les gaz synthétiques ne ménagent le climat que s'ils sont produits, entre autres, avec 100% de courant renouvelable produit en plus. Les pertes de rendement élevées des procédés Power-to-Gas (PtG) ont pour effet de rendre les coûts du gaz synthétique nettement plus élevés que ceux de l'utilisation directe de l'électricité (pompes à chaleur, mobilité électrique), et d'accroître fortement le besoin de production de courant supplémentaire, avant tout d'origine éolienne et solaire. Dans le secteur du bâtiment, la baisse des besoins énergétiques, l'utilisation directe d'énergies renouvelables (géothermie en profondeur, énergie solaire thermique, bois) ainsi que les pompes à chaleur alimentées par du courant renouvelable doivent être privilégiées. Il reste au gaz synthétique avant tout les champs d'application où une utilisation efficace et directe de l'électricité n'est pas possible. On ignore encore si le PtG sera nécessaire pour le stockage saisonnier de l'électricité. Même si le PtG était utilisé dans ce but, le réseau de distribution de gaz serait superflu.

Il faut donc s'attendre à voir reculer massivement les ventes d'agents énergétiques gazeux en Suisse en l'espace de quelques décennies. Cette évolution aura des conséquences pour les propriétaires et les exploitants de réseaux de distribution de gaz, c'est-à-dire pour les fournisseurs ainsi que les villes et communes: des adaptations de la durée d'amortissement, de la tarification et de la planification de l'entretien sont donc urgentes, comme la mise en œuvre d'une planification intelligente, régionale et différenciée du démantèlement des réseaux de distribution de gaz. Si ces mesures ne sont pas prises, l'exposition au risque des exploitants et propriétaires de réseaux va fortement augmenter et les objectifs de l'Accord de Paris sur le climat vont devenir difficilement accessibles.

## Comment et pourquoi utilisons-nous du gaz naturel aujourd'hui?

La part du gaz naturel dans la consommation finale d'énergie en Suisse est de tout juste 14%, plaçant cet agent énergétique en troisième position derrière le

pétrole et l'énergie hydraulique<sup>1</sup>. Tandis que la consommation de gaz naturel est restée plutôt constante en chiffres absolus (environ 36 000 GWh en 2016), sa part dans la consommation globale (en baisse) augmente sans cesse<sup>2</sup>. Près des deux tiers du gaz naturel servent à des applications à basse température (chauffage de locaux et d'eau) dans les foyers et les entreprises de services, tandis qu'un tiers revient à l'industrie (chaleur utilisée dans les processus). Les agents énergétiques gazeux n'ont joué à ce jour qu'un rôle minimal dans le trafic et la production d'électricité en Suisse. L'ensemble du gaz naturel consommé en Suisse est importé, pour l'essentiel de l'UE, de Russie et de Norvège.

Le réseau de conduites en Suisse, sans les raccordements aux ménages, s'étend sur près de 20 000 km – la majeure partie (environ 17 500 km) faisant partie des réseaux de distribution régionaux. En comparaison internationale, le réseau suisse est plutôt petit (le réseau de gaz naturel allemand complet est environ 25 fois plus grand<sup>3</sup>). Il n'est pas conçu pour stocker d'importantes quantités de gaz naturel: sa limite est de 28 GWh (en raison des variations de pression). S'y ajoutent de petites installations de stockage journalier, d'une capacité totale de 49 GWh, permettant de couvrir la consommation de gaz naturel en Suisse pendant 18 heures. Il n'existe par ailleurs pas d'installation de stockage de grande ampleur en Suisse. Pour compenser les petites variations et assurer l'approvisionnement, notre pays s'est assuré, par un accord bilatéral, un droit d'accès au réservoir naturel d'Étretz, en France. La capacité de stockage disponible pour le gaz naturel se monte ainsi à 1510 GWh<sup>4</sup> en tout et couvre la consommation suisse pour 15 jours.

## Quelle est la pertinence du gaz naturel pour la protection du climat?

La combustion de gaz naturel dégage du CO<sub>2</sub>, un gaz à effet de serre. L'effet du gaz naturel sur le climat est encore plus important lorsqu'il n'est pas brûlé et qu'il est libéré directement dans l'atmosphère, le potentiel du méthane en matière d'effet de serre étant nettement plus élevé que celui du CO<sub>2</sub>. Pour des raisons de protection du climat, le gaz naturel devrait rester si possible sous la surface de la terre.

<sup>1</sup> OFEN. Statistique globale suisse de l'énergie 2016

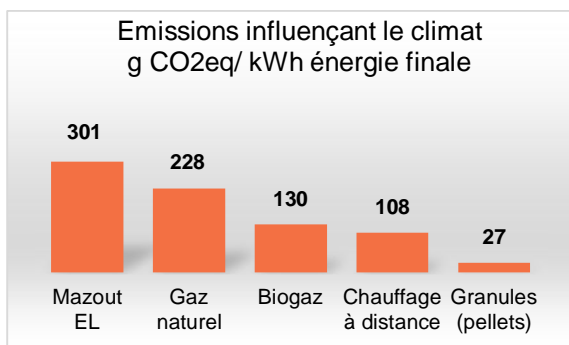
<sup>2</sup> Ces chiffres et les suivants sont extraits de: Statistique annuelle de l'ASIG 2017

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

<sup>3</sup> <https://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze/zahlen-und-fakten/zahlen-und-fakten.html>

<sup>4</sup> HSR. Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz. 2017

Le facteur d'émission du gaz naturel est de 228 g CO<sub>2eq</sub> par kWh de teneur en énergie finale en prenant en compte la production et le transport en Suisse<sup>5</sup>. Les émissions spécifiques sont ainsi d'un quart inférieures à celles du mazout, près de deux fois plus élevées que celles du biogaz (130 g CO<sub>2eq</sub> par kWh) et environ neuf fois plus importantes que celles des pellets en bois<sup>6</sup>. L'utilisation du gaz naturel comme combustible occasionne en Suisse près de 7 millions de tonnes de CO<sub>2eq</sub>, par année, soit près d'un cinquième des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en Suisse.<sup>7</sup>



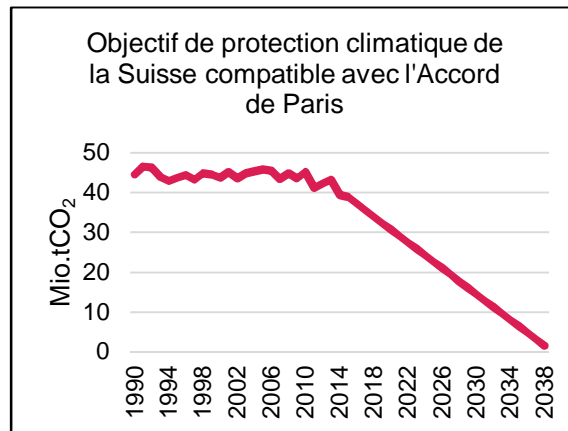
Si la Suisse prend au sérieux l'Accord de Paris sur le climat qu'elle a ratifié au niveau international, son budget d'émissions nationales nettes à compter de l'année d'entrée en vigueur de l'accord (2016) est limité à 450 millions de tonnes de CO<sub>2eq</sub> maximum. En cas de diminution linéaire, la Suisse devra réduire ses émissions nettes à zéro sur son territoire au plus tard jusqu'en 2038.<sup>8</sup> Et même si l'on se base sur des hypothèses moins strictes et que l'on accorde à la Suisse quelques années d'émissions fossiles supplémentaires, la conclusion reste la même: la combustion de toutes les matières premières fossiles, et donc aussi celle du gaz naturel, doit être terminée au plus tard dans deux à trois décennies. Le futur proche est placé sous le signe du 100% renouvelable et du 0% gaspillage. En effet, l'objectif «zéro net» tolère encore au mieux les émissions que les connaissances actuelles ne permettent pas totalement d'éliminer, comme celles de l'agriculture, et qui doivent donc être compensées par des émissions négatives. Les usages prévus du gaz naturel dans notre pays – chaleur dans les habitations, eau chaude, processus industriels – peuvent et doivent en revanche pouvoir fonctionner sans

<sup>5</sup> Selon certaines études, les fuites de méthane durant l'extraction et le transport sont nettement sous-estimées. En tout cas, le gaz issu du fracking présenterait un facteur d'émission nettement plus élevé. <https://jermyleggett.net/2016/05/09/an-open-letter-to-solar-companies-beware-alliance-with-the-gas-and-oil-industry/> consulté le 23.5.2018

<sup>6</sup> KBOB. Données des écobilans dans la construction 2009/1:2016 2017

<sup>7</sup> OFEV. Emissions des gaz à effet de serre d'après la loi sur le CO<sub>2</sub> et d'après le Protocole de Kyoto, seconde période d'engagement (2013-2020). 2017

[Elmar.GrosseRuse@wvf.ch](mailto:Elmar.GrosseRuse@wvf.ch)



énergies fossiles. Dans le secteur du bâtiment en particulier, les besoins énergétiques actuels peuvent être fortement réduits et le reste couvert par les énergies renouvelables<sup>9</sup>.

En bref: l'objectif global porté par l'ensemble de la société visant à éviter les bouleversements climatiques catastrophiques exige, entre autres, que la combustion de gaz naturel d'origine fossile en Suisse cesse presque totalement au cours des deux décennies à venir au plus tard.

Si le gaz naturel fossile n'a plus sa place dans le système d'approvisionnement énergétique du futur proche, la question se pose de savoir quel rôle peuvent jouer les agents énergétiques plus respectueux du climat comme le biogaz ou le gaz synthétique et quelles sont les infrastructures nécessaires dans ce but.

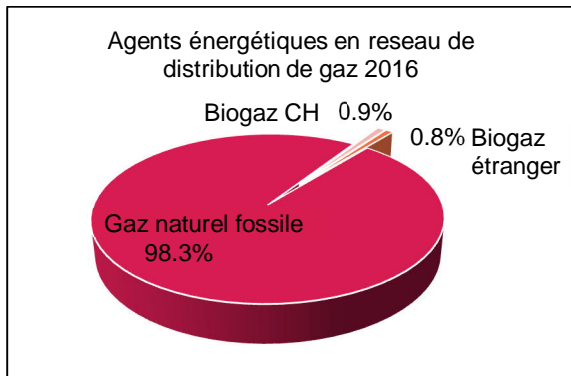
## Quel est le rôle joué par le biogaz?

D'après la statistique globale suisse de l'énergie de l'OFS, près de 1360 GWh d'énergie brute ont été produits sous forme de biogaz en 2016<sup>10</sup>. Sur cette quantité, moins d'un quart (317 GWh) s'est retrouvé dans le réseau, le reste ayant servi à produire de l'électricité et/ou de la chaleur sur le lieu de sa production. En effet, en raison de la complexité technique, le traitement et l'injection du gaz dans le réseau ne sont actuellement judicieux que pour les installations de

<sup>8</sup> EBP. Budget CO<sub>2</sub> de la Suisse. Rapport succinct. 2017  
Le cas échéant plus tôt encore: Eckardt et al. Paris-Abkommen, Menschenrechte und Klimaklagen. 2018

<sup>9</sup> Agora Energiewende. Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? 2017: «La réduction de la consommation d'énergie primaire des bâtiments a une importance décisive dans la réalisation des objectifs climatiques.»

<sup>10</sup> OFEN. Statistique globale suisse de l'énergie 2016. 2017



production de très grande taille (au nombre de seulement 27 en Suisse en 2016). Au biogaz suisse injecté s'est ajoutée en 2016 environ la même quantité (294 GWh) de biogaz importé de l'étranger (surtout d'Allemagne et du Danemark). Récemment, tant l'injection de biogaz que l'importation de biogaz ont fortement augmenté. Cependant, le biogaz représente à ce jour moins de 2% des ventes totales de gaz.<sup>11</sup> Dans ces conditions, la marque «gaz naturel/biogaz» (ou même dans l'ordre inverse «biogaz/gaz naturel») utilisée par la branche dans sa communication frise la tromperie à l'égard des consommateurs. Pour correspondre aux proportions réelles, le logo «Biogaz» devrait être 50 fois plus petit que le logo «Gaz naturel».



## Biogaz suisse

Quelle quantité de biogaz supplémentaire peut être produite de façon durable en Suisse? Ce n'est pas un hasard si les données varient suivant les études, en fonction des hypothèses de départ<sup>12</sup>. Seul point d'entente: le substrat présentant les meilleures perspectives est l'engrais de ferme. Si l'on se base sur la publication la plus récente, on parvient à un potentiel exploitable techniquement et durablement, non encore totalement utilisé à l'heure actuelle, de maximum 6750 GWh/an de teneur en énergie primaire. S'y

ajoutent encore jusqu'à 1640 GWh/an de teneur en énergie primaire de diverses sources (notamment déchets biogènes de l'industrie alimentaire, sous-produits animaux et déchets de la transformation de la viande, déchets de la gastronomie, part biogène des déchets des ménages, déchets biogènes de la collecte des déchets biodégradables, ainsi que biomasse à texture solide des aires de circulation, des berges et des aires naturelles protégées)<sup>13</sup>. Pris ensemble, ces éléments correspondent à un rendement du biométhane supplémentaire à base de substrats indigènes de tout juste 4000 GWh/an<sup>14</sup>. Comparé à la production actuelle de 317 GWh/an, cela revient à un potentiel multiplié par 12. Celui-ci ne pourra toutefois être pleinement exploité que dans des conditions optimales et une disposition maximale à en payer le prix<sup>15</sup>. En effet, dans les conditions actuelles, les petites installations de production de biogaz basées uniquement sur l'engrais de ferme ne sont pas rentables. De plus, le marché des co-substrats nécessaires comme les déchets organiques de la gastronomie ou de l'industrie ou les déchets biodégradables est soumis à une concurrence de plus en plus féroce<sup>16</sup>. Même si tout le potentiel du biogaz en Suisse, ou presque, était disponible, cet agent énergétique ne remplacerait qu'un neuvième des ventes actuelles de gaz naturel fossile (soit 36 000 GWh/an).

Le secteur gazier s'est fixé pour objectif intermédiaire d'accroître à 30% la part de biogaz et de gaz synthétique d'ici 2030<sup>17</sup>. Pourtant, un élément est souvent passé sous silence dans ce contexte: cet objectif ne fait pas référence à la consommation totale de gaz, mais uniquement au secteur du chauffage (ou même seulement à la consommation de gaz des ménages<sup>18</sup>). Suivant la valeur de référence, il resterait en 2030 encore entre 80 et 90% d'agent énergétique fossile dans le réseau de gaz en 2030 d'après la conception du secteur gazier! Si l'on ne part pas du principe d'une baisse massive de la consommation de gaz, l'objectif du secteur gazier en matière de durabilité est parfaitement insuffisant en regard des exigences de la protection du climat (voir ci-dessus). Etant donné que les potentiels

<sup>11</sup> Statistique annuelle de l'ASIG 2017.

<sup>12</sup> Steubing et al. Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential. 2010. econcept. Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion aus Biomasse für die Schweiz: Vision – Strategie - Massnahmen. 2011.

WSL. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. 2017.

<sup>13</sup> WSL. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. 2017.

<sup>14</sup> Avec un rendement moyen de fermentation et de traitement de 45%, selon econcept. Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion aus Biomasse für die Schweiz: Vision – Strategie - Massnahmen. 2011

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

<sup>15</sup> Dans le scénario le plus favorable, les perspectives énergétiques 2050 du Conseil fédéral estiment qu'en 2030, le potentiel supplémentaire exploitable du biogaz sera de 1100 GWh/an. Les ventes de biogaz en 2050 (indigène/importé) sont chiffrées à 2860 GWh/an.

Prognos. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. 2012.

<sup>16</sup> USP. Praktischer Leitfaden Biogas. 2013

La lutte contre le gaspillage alimentaire, nécessaire en politique climatique, pourrait même contribuer à abaisser significativement les quantités de substrat correspondantes.

<sup>17</sup> ASIG. Notre avenir énergétique. Prise de position. 2016

<sup>18</sup> Présentation de H.C. Angele le 18.5.2018



techniques et écologiques du biogaz indigène susmentionnés s'entendent comme limites supérieures à long terme, il manque en outre au secteur une stratégie sur la manière d'abaisser, dans le temps limité à disposition de deux décennies, la part du gaz naturel d'origine fossile au niveau zéro, ou presque.

#### Le biogaz suisse est-il durable?

La Suisse ne prévoit pas de critères durables légaux pour l'utilisation du biogaz en tant que combustible (contrairement au biogaz utilisé comme carburant). En raison du cadre légal, il serait donc possible qu'un fabricant indigène de biogaz se mette à produire du gaz à base de matières premières renouvelables cultivées spécialement à cet effet et à l'injecter dans le réseau, sans pour autant s'acquitter de l'impôt sur les huiles minérales ni de la taxe sur le CO<sub>2</sub>, et sans respecter d'exigences minimales, quelles qu'elles soient. Le secteur gazier s'engage cependant en faveur du biogaz de production durable: celui-ci ne doit pas être issu de matières renouvelables produites spécialement dans ce but; par ailleurs, les matières premières servant à la production de biogaz ne doivent pas concurrencer directement la production de denrées alimentaires ou de fourrage<sup>19</sup>. La production de biogaz à base de matières premières renouvelables en Suisse ne serait de toute manière pas rentable sans subventions spécifiques, du moins à l'heure actuelle.

En ce qui concerne le bilan écologique du biogaz issu d'engrais agricole, le principe valable est le suivant: il vaut mieux laisser fermenter le lisier et le fumier pour obtenir du biogaz que de ne pas utiliser ces matières. En effet, l'épandage d'engrais agricoles non traités libère dans l'atmosphère du méthane et du peroxyde d'azote, des gaz à effet de serre très puissants. Bien que cette situation soit prise en compte par des déductions dans le bilan climatique du biogaz, ce dernier n'est nullement neutre pour le climat (voir ci-dessus). Un combustible n'émettant «que» 130 g CO<sub>2eq</sub> par kWh n'a pas non plus sa place dans un monde où les émissions de gaz à effet de serre doivent être réduites à zéro net. Pour que le biogaz devienne donc réellement durable du point de vue de la protection du climat, son bilan climatique doit être amélioré de manière significative. Pour cela, les

émissions de méthane diffuses générées lors du stockage préalable du substrat, dans l'installation de fermentation et dans l'entrepôt des restes de fermentation doivent être évitées de manière conséquente. Il existe par ailleurs des potentiels d'optimisation en matière de besoins énergétiques et d'émissions de CO<sub>2</sub> lors du transport, du stockage, de la fermentation et de la fermentation ultérieure du substrat, de même que lors du traitement du biogaz<sup>20</sup>.

#### Biogaz importé

Etant donné qu'à l'avenir, le biogaz indigène ne sera de loin pas en mesure de se substituer au gaz naturel vendu, le secteur mise fortement sur l'importation de biogaz. Aujourd'hui déjà, les importations représentent près de la moitié du biogaz écoulé en Suisse via le réseau de distribution. Ici, les questions suivantes se posent obligatoirement:

- Quel est le potentiel du biogaz durable en Europe?
- Quelle part de ce biogaz sera vraisemblablement utilisée à l'étranger même et quelle part sera disponible pour les exportations à destination de la Suisse?
- Comment peut-on garantir que le bénéfice pour l'environnement du biogaz importé profite entièrement au consommateur en Suisse?

L'étude la plus récente sur le potentiel du biogaz dans l'UE a été commandée par l'un des plus grands distributeurs de gaz européens<sup>21</sup>. Ce fait doit être pris en compte dans l'interprétation des résultats. L'étude identifie un potentiel pour l'ensemble de l'Europe (rendement du méthane et non énergie primaire) de 1072 TWh/an de biogaz et de 263 TWh/an de gaz synthétique – soit en tout 1335 TWh/an. Ces chiffres reposent sur des hypothèses en partie audacieuses et questionnables, tant sur le plan de la politique climatique que de la protection de la nature<sup>22</sup>. Pour éviter de trop s'avancer, il est recommandé de réduire le rendement envisagé du biogaz de 50%. De la sorte, le biogaz dans l'UE couvrirait – comme en Suisse – au maximum un neuvième des besoins actuels en la matière (4500 TWh/an)<sup>23</sup>. Avec le potentiel du gaz synthétique, ce serait ainsi un sixième à un cinquième de

<sup>19</sup> ASIG. Les principes directeurs de l'industrie gazière suisse en matière de biogaz.

<sup>20</sup> Effenberger et al. Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen. 2014. Deutscher Bundestag. Wissenschaftliche Dienste. Treibhausgasemissionen von Biogasanlagen. 2014.

Vogel. Methanverluste vermeiden. 2013.

<sup>21</sup> Ecofys. Gas for Climate. 2018

<sup>22</sup> Ainsi, 40% (!) des substrats sont des matières premières renouvelables. Des procédés de culture séquentiels (culture tout au long de l'année), utilisés à ce jour uniquement dans la production de biogaz en Italie, doivent en plus être étendus

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

à presque tout le territoire européen (donc aussi dans des zones climatiques plus froides) dans un délai de seulement trois décennies.

A l'inverse, diverses études calculent même un recul de la production de biogaz et en particulier de son injection dans le réseau, du moins pour l'Allemagne. Pour une vue générale, consulter:

Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>23</sup> [http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg\\_103a](http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_103a) – consulté le 6.4.2018

la consommation de gaz actuelle de l'UE qui pourrait être couverte.

Pour la décarbonisation complète du secteur énergétique, l'UE devrait donc réduire la consommation actuelle de gaz d'au moins 80%. Ce n'est qu'alors qu'il resterait quelque chose du potentiel renouvelable du gaz de l'UE pour la Suisse. Il n'est absolument pas possible d'évaluer la quantité de gaz renouvelable qui serait réellement disponible pour les exportations à destination de la Suisse, ni à quel moment. Il apparaît donc logique que la Suisse doive réduire ses besoins en gaz par des mesures d'efficacité et le remplacement des agents énergétiques, au moins dans la même mesure que l'UE.

#### Le biogaz importé est-il réellement du biogaz?

Si le biogaz est injecté à un réseau de gaz local à l'étranger, ses molécules ne parviennent qu'exceptionnellement jusqu'à la frontière suisse. D'un point de vue physique, c'est donc du gaz naturel fossile qui est importé<sup>24</sup>. Par le biais du réseau, seul du biogaz «virtuel» peut être importé en Suisse. En d'autres termes, cela signifie qu'à la frontière, du gaz naturel est physiquement importé, tandis que l'importateur reçoit un certificat garantissant entre autres que la quantité de biogaz correspondante a été injectée dans un réseau de gaz naturel étranger.<sup>25</sup> Si le biogaz provient d'Allemagne, la quantité correspondante est décomptée du registre allemand du biogaz lors de son exportation en Suisse pour exclure qu'elle soit utilisée à double pour un autre client<sup>26</sup>. Selon le Conseil fédéral, aucune garantie ne permet de s'assurer que c'est aussi le cas dans d'autres pays exportateurs<sup>27</sup>.

Même dans le cas contraire, serait-on certain que la plus-value écologique profite dans tous les cas entièrement aux clients suisses achetant du biogaz? – Non. La quantité de biogaz produite en Allemagne dépend en fin de compte des conditions-cadre locales. Et celles-ci, à leur tour, sont fonction des objectifs

allemands de protection climatique. En effet, le biogaz produit en Allemagne est imputé au bilan CO<sub>2</sub> allemand, et non aux objectifs suisses<sup>28</sup>. En d'autres termes, si le biogaz est exporté en Suisse après sa production, cela n'a aucun effet sur la réalisation des objectifs en Allemagne. D'un point de vue physique, du gaz naturel est exporté d'Allemagne en Suisse et la même quantité de gaz naturel est importée en plus de l'étranger vers l'Allemagne. Le client suisse achetant du biogaz importé ne profite donc pas de l'entière plus-value écologique de son biogaz – mais obtient du gaz naturel fossile certifié.

Il manque par ailleurs le biogaz importé d'Europe pour la décarbonisation locale (voir ci-dessous). La stratégie d'importation de biogaz n'est donc certainement pas durable.

## Quel rôle joue le gaz synthétique?

Sont qualifiés ici de «gaz synthétiques» tous les combustibles de forme gazeuse produits à l'aide d'électricité renouvelable (ci-après aussi «combustibles synthétiques»). Ce processus chimique, souvent appelé aussi «power-to-gas» (PtG), vise à produire de l'hydrogène par électrolyse, à l'aide de courant renouvelable. Pour des raisons techniques toutefois, l'hydrogène ne peut être injecté directement dans le réseau gazier que de manière très limitée. Il est donc généralement transformé en méthane avec le CO<sub>2</sub> au cours d'une étape ultérieure<sup>29</sup>. Le processus PtG peut aussi être combiné à la production de biogaz: lors de la méthanisation dite directe, le CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz réagit avec l'hydrogène et se transforme en méthane, ce qui permet de l'injecter dans le réseau de gaz avec le méthane contenu dans le gaz brut<sup>30</sup>.

<sup>24</sup> Il doit en conséquence aussi être déclaré comme gaz naturel à la douane helvétique et grevé des impôts et taxes correspondants.

<sup>25</sup> Une telle attestation d'origine devrait à l'avenir aussi être utilisée pour le gaz naturel d'origine fossile, afin de permettre sa traçabilité et, par exemple, d'exclure l'importation de gaz de schistes (issu du fracking), qui nuit particulièrement à l'environnement.

<sup>26</sup> Renseignement donné par écrit par le registre allemand du biogaz le 15 mars 2018, voir aussi [www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de)

<sup>27</sup> Lors des importations de gaz «les doubles comptabilisations ne peuvent pas être exclues et les exigences écologiques minimales ne peuvent pas être garanties.» Conseil fédéral. Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO<sub>2</sub> pour la période postérieure à 2020. 2017

<sup>28</sup> Renseignement donné par écrit par le Ministère fédéral de l'environnement allemand le 4.5.2018 et par l'OFEV. Marché

international du biogaz dans le secteur des combustibles. 2015

Les objectifs de développement des énergies renouvelables en Allemagne ne tiennent en revanche pas compte du biogaz exporté virtuellement par attestation d'origine. Renseignement donné par écrit par le Ministère fédéral de l'environnement allemand le 8.5.2018.

Il faudrait encore confirmer que ceci est également le cas dans tous les autres pays exportateurs de biogaz pertinents pour la Suisse.

<sup>29</sup> En Suisse, la teneur en hydrogène est limitée à 2% de volume, une limite qui est fixée à 5% en Allemagne. Elle pourrait être augmentée à 10 ou 15%.

Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

<sup>30</sup> <https://www.energie360.ch/de/energie-360/projekte/power-to-gas-aus-erneuerbarem-strom-wird-gas/> – consulté le 13.4.2018

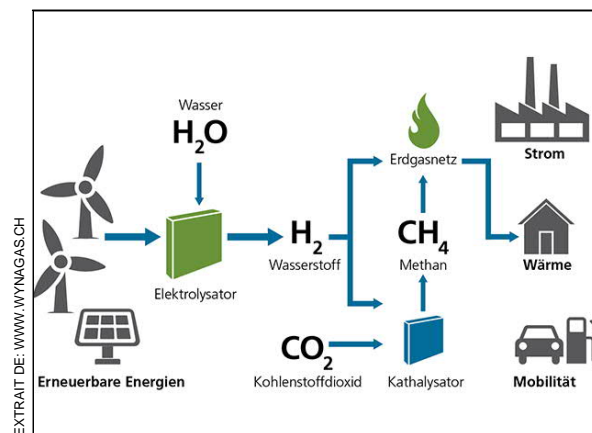
L'éventualité que le gaz synthétique ou les combustibles liquides («Power-to-Liquid», PtL) soient nécessaires pour la décarbonisation complète tient au fait qu'il n'y a pas suffisamment de biomasse issue de production durable pour remplacer les combustibles utilisés que sont le charbon, le pétrole ou le gaz par du bois, du biogaz ou des biocombustibles partout où les processus de combustion joueront un rôle à l'avenir<sup>31</sup>. La question est de savoir dans quels buts d'utilisation et dans quelles quantités le gaz synthétique pourra ou devra jouer un rôle technique et économique<sup>32</sup>.

### Le gaz synthétique est-il écologique?

Le gaz synthétique n'est écologique que lorsqu'il remplit au moins trois conditions<sup>33</sup>:

- Le courant nécessaire à l'électrolyse doit provenir exclusivement de sources renouvelables.
- L'électricité doit par ailleurs être purement excédentaire (c'est-à-dire que si elle n'était pas utilisée de cette manière, les éoliennes devraient être arrêtées) ou être produite en plus. Dans le cas contraire, il s'agit d'un pur déplacement d'énergie renouvelable d'un secteur à l'autre: «l'excédent» versé dans le secteur de la production de chaleur ou des transports s'accompagnerait d'un déficit d'énergie renouvelable dans celui de l'électricité.
- Le CO<sub>2</sub> nécessaire à la méthanisation doit être extrait de l'air («Direct Air Capture») ou de sources biogènes durables. Le CO<sub>2</sub> fossile n'entre plus en question à moyen terme, puisque la combustion du gaz synthétique le libérerait dans l'atmosphère. Ou alors, il devrait être éliminé et stocké en sécurité hors de l'atmosphère ou être injecté dans un circuit carbone fermé, ce qui exigerait à son tour une dépense d'énergie élevée. Dans la perspective d'une décarbonisation complète, la disponibilité du CO<sub>2</sub> fossile est de toute manière fortement limitée<sup>34</sup>.

Le PtG n'est pas non plus entièrement neutre sur le plan climatique, en raison de la dépense énergétique nécessaire à la mise en place de l'infrastructure et en



particulier en raison des émissions de méthane, qui ne peuvent entièrement être évitées, lors de la production et du transport du gaz.

### Le gaz synthétique peut-il se maintenir sur le marché?

Les installations PtG/PtL exigent d'importants capitaux et engendrent des coûts fixes élevés. Chaque heure d'exploitation réalisée en plus est en conséquence essentielle pour les coûts des combustibles synthétiques, puisque plus l'utilisation des installations est importante, meilleur marché sont les coûts de l'électrolyse<sup>35</sup>. Les études réalisées montrent que les installations PtG/PtL ont besoin d'au moins 3000 à 4000 heures à pleine charge par année et d'électricité très bon marché pour pouvoir être rentables. Ceci est d'autant plus valable pour les électrolyseurs à hautes températures, plus efficaces, qui doivent fonctionner en permanence<sup>36</sup>. Sur le long terme, même l'Allemagne – dont la part de production électrique éolienne et solaire fluctuante est nettement plus élevée qu'en Suisse – ne produira pas d'électricité excédentaire dans ce cadre temporel<sup>37</sup>. Les parts modestes de courant excédentaire disponible à l'échelle locale devraient être complétées par d'importantes quantités d'électricité renouvelable bon marché<sup>38</sup>. Comme

<sup>31</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

<sup>32</sup> voir p. ex. Panos & Kanan. Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets. 2018. Les auteurs partent p. ex. du principe qu'en 2050, 1600 GWh H<sub>2</sub> seront produits à partir de courant d'origine renouvelable, mais que sur cette quantité, seulement 230 GWh de CH<sub>4</sub> ou de H<sub>2</sub> pourront être injectés dans le réseau gazier.

<sup>33</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

<sup>34</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018  
Institut Öko. «Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.» 2014

<sup>35</sup> Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

<sup>36</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

Energy Brainpool contredit cette hypothèse. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018. Selon sa thèse, les coûts fixes vont nettement baisser à l'avenir et, dans leur sillage, la pertinence des heures à pleine charge.

<sup>37</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

Ce n'est qu'à partir d'environ 90% (!) d'énergie éolienne et solaire fluctuante que l'Allemagne produirait un excédent d'électricité issue de sources renouvelables pendant près de 4000 heures par année.

<sup>38</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018. A cela s'ajoute le fait qu'en matière d'utilisation du courant excédentaire gratuit, les installations PtG/PtL entreraient en concurrence au

montré ci-dessus, ce courant doit être produit en plus, afin que le PtG/PtL contribue à la protection du climat. En conséquence, les installations PtG/PtL ne peuvent pas seulement prendre en compte, dans leur calcul, les «déchets de la production électrique» gratuits, mais doivent assumer les coûts entiers de la production du courant à base d'énergies renouvelables nécessaire en plus. La question de savoir si les frais d'utilisation du réseau pour le courant utilisé seront prélevés ou non est également pertinente.<sup>39</sup>

S'ajoutent à cela les coûts non négligeables du processus de méthanisation lorsque la production ne se limite pas au seul hydrogène. C'est particulièrement le cas quand le CO<sub>2</sub> nécessaire doit avant tout provenir de la technologie onéreuse de «Direct Air Capture» et moins de sources ponctuelles concentrées (combustion et fermentation de biomasse). Dès que des quantités importantes de gaz synthétique doivent être produites, la technique de «Direct Air Capture» devrait, selon les connaissances actuelles, être de plus en plus utilisée, le potentiel quantitatif du CO<sub>2</sub> de sources biogènes durables étant limité.

Même dans l'hypothèse, improbable, où l'électricité serait disponible gratuitement en quantité nécessaire (heures à pleine charge), il faut s'attendre à ce que les coûts de production du méthane synthétique soient importants. Quoi qu'il en soit, les coûts de production des combustibles et des carburants synthétiques devraient rester durablement plus élevés que les coûts d'exploitation de leurs alternatives fossiles – pour autant qu'aucune tarification suffisamment élevée du CO<sub>2</sub> ne s'applique<sup>40</sup>.

## A quelle quantité de gaz synthétique est-on en droit de s'attendre?

Les quantités potentielles de gaz synthétique sont en théorie très importantes. En effet, sa production ne nécessite «que» du courant excédentaire, de l'eau et du CO<sub>2</sub>. Si l'on met provisoirement de côté les obstacles économiques susmentionnés à la compétitivité du gaz synthétique sur le marché, la question la plus intéressante est alors celle de savoir combien de courant excédentaire serait nécessaire: si la

consommation de gaz en Suisse reste au niveau actuel (soit env. 36 000 GWh) et si le potentiel du biogaz indigène est exploité au maximum (env. 4000 GWh), une production d'électricité supplémentaire d'env. 57 000 GWh<sub>el</sub> serait nécessaire pour couvrir les besoins restants avec le PtG<sup>41</sup>! Cela correspond assez exactement à la production d'électricité actuelle en Suisse (qui n'est de loin pas complètement renouvelable). En d'autres termes, en plus du remplacement des centrales nucléaires vieillissantes, en plus de la fourniture d'électricité nécessaire à l'électromobilité croissante et en plus de la consommation électrique des nouvelles pompes à chaleur (qui seraient nécessaires dans ce scénario, au moins pour le remplacement des chauffages à mazout), la production d'électricité en Suisse devrait être doublée – et ceci dans un délai de deux à trois décennies<sup>42</sup>. L'ampleur de la tâche montre clairement qu'un maintien complet de l'infrastructure gazière en Suisse dans l'espoir de pouvoir utiliser du biogaz et des gaz synthétiques n'est pas justifié.

## Le gaz synthétique est-il nécessaire dans le secteur du bâtiment?

Les avantages du gaz synthétique (ou aussi ceux du combustible et du carburant liquide) par rapport à l'utilisation directe de l'électricité résident dans sa densité énergétique élevée, la capacité à le stocker et l'infrastructure en partie déjà en place – des caractéristiques que les combustibles synthétiques partagent avec les combustibles fossiles<sup>43</sup>. Les combustibles fossiles ont toutefois un gros désavantage: comparée à l'utilisation directe de l'électricité, leur production entraîne d'importantes pertes énergétiques lors de la transformation. Deux conséquences immédiates en résultent: d'une part, les coûts du PtG (et du PtL) sont en principe nettement plus élevés que ceux de l'utilisation directe de l'électricité. D'autre part, il en résulte un besoin sensiblement plus important de production d'électricité d'origine éolienne et solaire<sup>44</sup>. Ainsi, le PtG ne permet aujourd'hui de ne produire en moyenne que 0,56 kWh de combustible à partir de 1 kWh de courant de production renouvelable<sup>45</sup>.

niveau local avec d'autres charges raccordables, souvent nettement meilleur marché, telles que les systèmes «Power-to-Heat», les batteries et les applications industrielles.

<sup>39</sup> Energy Brainpool. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018.

<sup>40</sup> Energy Brainpool ne contredit pas non plus ce point. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018

<sup>41</sup> 32'000 GWh PtG produits à base d'électricité avec un rendement moyen de 0,56.

<sup>42</sup> Ces calculs sont naturellement très simplifiés et ne tiennent par exemple pas compte des importations. Mais comme pour le biogaz et le PtG, la Suisse ne doit pas, en matière d'électricité renouvelable, compter sur une capacité d'importation illimitée de l'étranger.

<sup>43</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

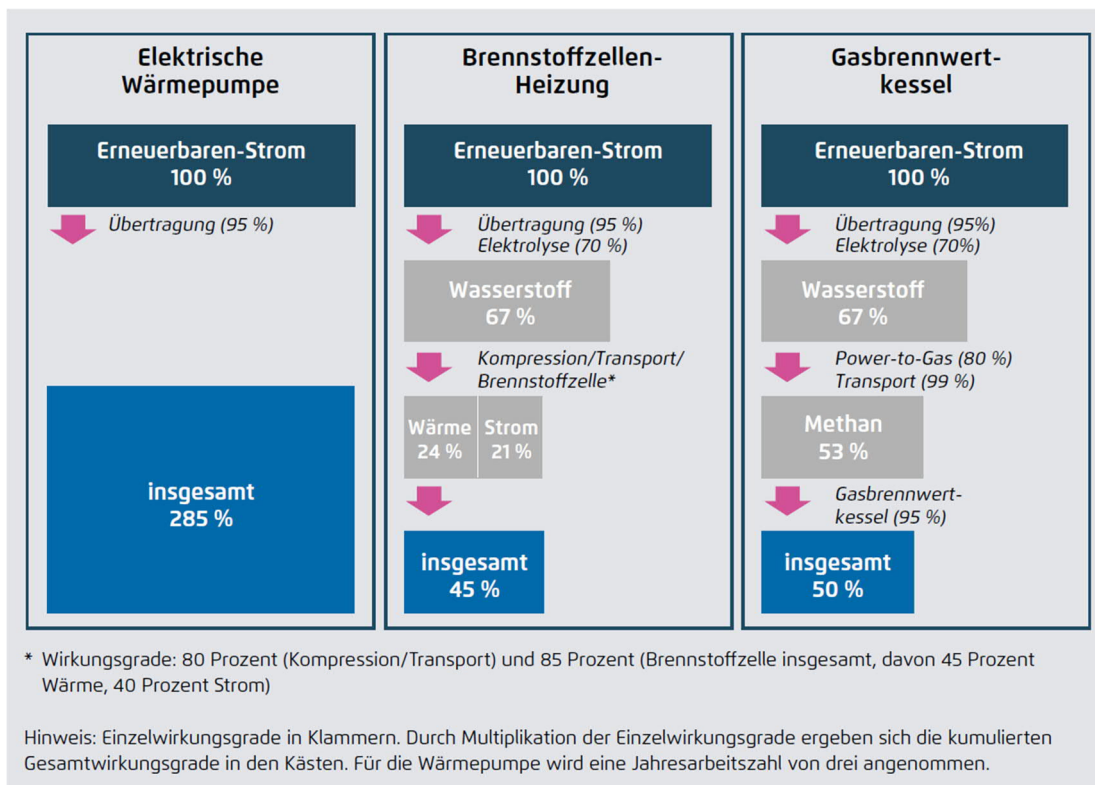
<sup>44</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

<sup>45</sup> Institut Öko. «Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.» 2014



Les conséquences des pertes de rendement au cours de la chaîne de production peuvent être illustrées à l'exemple des différents systèmes de chauffage, partant de l'électricité produite à base de sources renouvelables (voir illustration). Le rendement total maximum est réalisé par la pompe à chaleur électrique, avec une performance de 285%. Contrairement à de

égales, entre les deux composants que sont la chaleur (24%) et l'électricité (21%), de manière similaire à ce qui se passerait avec un moteur à gaz CCF<sup>46</sup>. Le rendement total d'une pompe à chaleur électrique est ainsi cinq à six fois supérieur à celui des solutions alternatives alimentées par des gaz synthétiques. Bien entendu, le rendement de l'élec-



PAR AGORA ENERGIEWENDE. «DIE ZUKÜNFTIGEN KOSTEN STROMBASIERTER SYNTHETISCHER BRENNSTOFFE». 2018

nombreuses autres technologies, celle-ci occasionne un effet de levier particulier: elle permet en effet d'exploiter la chaleur de l'environnement (présente dans l'air, le sol ou l'eau), dont la quantité est supérieure à celle de l'électricité nécessaire pour faire fonctionner la pompe, de sorte que des valeurs supérieures à 100% peuvent être réalisées. Dans l'exemple choisi ici, la pompe à chaleur met à disposition une quantité de chaleur trois fois supérieure à la quantité d'électricité nécessaire (JAZ=3.0). Suit la chaudière à gaz à condensation avec un rendement total de 50%. Le chauffage à piles à combustible ferme la marche avec 45%. Ses produits finis peuvent être répartis en parts plutôt

trolyse et de la méthanisation va encore s'améliorer dans le sillage du progrès technique, des investissements dans la recherche et le développement, et d'une pénétration accrue sur le marché<sup>47</sup>. Cependant, de telles améliorations devraient aussi se produire dans le domaine des pompes à chaleur.

Tant qu'il n'est pas clairement attesté que ce désavantage indéniable des gaz synthétiques, qui repose sur des principes physiques, ne peut pas être surcompensé par d'autres avantages<sup>48</sup> – par exemple en matière de coûts d'infrastructures –, il semble évident de suivre en premier lieu toutes les solutions techniques

<sup>46</sup> On pourrait également partir du principe que l'électricité produite est transformée en chaleur (dans la maison voisine) par une pompe à chaleur présentant un rendement correspondant. Cela aurait pour effet d'augmenter le rendement total, p. ex. de faire passer celui des piles à combustible PtG à environ 84%. Cela reste toutefois 3,5 fois inférieur à la performance des pompes à chaleur.

<sup>47</sup> Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

<sup>48</sup> voir FNB Gas. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. 2017.

possibles offrant de faibles pertes de transformation – c'est-à-dire l'utilisation directe de l'énergie électrique.

Dans le secteur du chauffage des bâtiments, cela signifie que la baisse importante des besoins énergétiques<sup>49</sup>, l'utilisation directe des énergies renouvelables (soit avant tout l'utilisation de la géothermie profonde, de la thermique solaire et, dans une mesure limitée du bois), ainsi que les pompes à chaleur alimentées par de l'énergie renouvelable constituent la voie à suivre. Ce n'est que lorsque l'isolation suffisante des bâtiments n'est pas possible pour des raisons techniques ou économiques que les combustibles synthétiques peuvent représenter une alternative; soit comme agent énergétique unique – avec des piles à combustible CCF ou des chaudières à condensation – ou en lien avec des pompes à chaleur en guise de chauffages hybrides<sup>50</sup>. Il serait toutefois contreproductif que la perspective de l'utilisation des combustibles synthétiques basée sur l'électricité dans des chaudières à gaz ou à pétrole mène à une réduction du nombre de bâtiments rénovés pour en optimiser l'efficacité énergétique. Ce point relève notamment de la longue durée de vie des bâtiments: en effet, seule une rénovation énergétique permet de conserver toutes les options pour des décisions ultérieures en matière de technologie de chauffage – que ce soit en faveur d'une pompe à chaleur ou du gaz synthétique – et d'offrir la flexibilité nécessaire pour le cas où des attentes particulières à l'égard de l'évolution future des coûts des agents énergétiques devaient ne pas se concrétiser<sup>51</sup>.

Il reste au gaz synthétique avant tout les champs d'application où une utilisation efficace et directe de l'électricité n'est pas possible. En font partie, le cas échéant, le transport routier sur de longues distances, le secteur des transports aériens et maritimes, les processus à très hautes températures dans l'industrie, les substances organiques chimiques et éventuellement le stockage saisonnier de l'électricité (voir plus bas). Ce constat confirme les résultats des nombreux scénarios de protection du climat établis à ce jour pour le système énergétique global (surtout en Allemagne) jusqu'en 2050<sup>52</sup>. Sur le

plan de l'infrastructure, il en résulte d'autres exigences que celles valant à ce jour – l'une des conséquences étant que le réseau de distribution de gaz existant perd sa raison d'être essentielle, c'est-à-dire l'approvisionnement de différents biens immobiliers pour des applications à faible température.



## Le gaz synthétique est-il nécessaire pour le stockage saisonnier de l'électricité?

L'argument le plus souvent avancé pour la préservation du réseau de distribution de gaz et le développement éventuel d'une infrastructure PtG est l'utilisation des excédents d'électricité en été et l'assurance de la sécurité de l'approvisionnement électrique en hiver. Les phases prolongées au cours desquelles le vent et l'ensoleillement sont faibles dans de grandes parties de l'Europe centrale, ce qui a plutôt tendance à se produire en hiver, ne doivent pas présenter de danger pour la couverture de la demande d'électricité. Ceci est d'autant plus valable que la charge électrique en hiver devrait encore augmenter en raison d'un développement massif des pompes à chaleur et de la mobilité électrique, et ce malgré l'exploitation des potentiels d'efficacité existants<sup>53</sup>. L'excédent de production électrique d'origine solaire et éolienne pourrait être stocké sous forme de gaz synthétique à un rythme saisonnier,

<sup>49</sup> Agora Energiewende. Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? 2017

<sup>50</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

Chauffer un parc immobilier mal isolé, sans isolation supplémentaire, à 100% avec des combustibles synthétiques devrait toutefois s'avérer très peu rentable à long terme – en particulier si la demande des secteurs disposant d'un fort pouvoir d'achat fait grimper le prix des combustibles.

<sup>51</sup> Agora Energiewende. «Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.» 2018

<sup>52</sup> Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018. «Alors que Elmar.GrosseRuse@wvf.ch

toutes les études défendant des objectifs de protection du climat ambitieux s'entendent pour dire que le PtG est indispensable comme option de flexibilité dans le secteur électrique, le potentiel le plus important pour le PtG se dessine, tous comptes faits, dans le secteur des transports et de l'industrie.»

<sup>53</sup> SATW. Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende. 2016

Ce serait pourtant indispensable si l'utilisation du gaz dans le secteur des bâtiments et des transports était faible et s'accompagnait du démantèlement correspondant du réseau de distribution du gaz.

pour être réinjecté dans les turbines à gaz ou les centrales à cycle combiné en hiver.

La littérature est partagée sur la question de savoir dans quelle mesure le cas, extrême, d'une baisse de production de deux semaines en Europe centrale représenterait un danger pour la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse<sup>54</sup>. L'étude la plus récente commandée par l'OFEN arrive à la conclusion qu'en 2035, le besoin de stockage supplémentaire pour la couverture de la charge résiduelle – c'est-à-dire de la demande non couverte par la production d'électricité disponible – pendant deux semaines complètes, sera de 500 GWh<sub>el</sub> au maximum, même avec les hypothèses les plus conservatrices<sup>55</sup>. A titre de comparaison: la contenance énergétique des centrales hydrauliques à accumulation en Suisse est actuellement de près de 9000 GWh<sub>el</sub><sup>56</sup>. A moyen terme, le développement nécessaire par rapport au potentiel de stockage actuel est donc modéré.

Pour finir, il n'apparaît pas clairement quand, ni dans quelle mesure la Suisse aura besoin de solutions saisonnières supplémentaires pour le stockage de l'électricité. Les conditions à l'égard de l'infrastructure sont en revanche limpides si l'on désire miser sur le PtG. Et cet aspect est souvent oublié: le réseau de distribution de gaz n'est pas nécessaire, puisque son potentiel de stockage est de toute manière faible (voir plus haut) et parce que le processus PtG comme la réinjection s'avèrent plus rentables dans les unités centrales, de plus grandes dimensions. En revanche, des réservoirs de gaz de taille suffisante (dont la Suisse ne dispose actuellement que de manière limitée, voir plus haut) ainsi que quelques conduites de gaz restantes du réseau de transport et turbines à gaz raccordées à celles-ci et/ou des centrales à cycle combiné seraient nécessaires<sup>57</sup>. Toute l'infrastructure devrait pouvoir se refinancer avec un nombre extrêmement limité d'heures à pleine charge, sa capacité totale n'étant exploitée que dans l'éventualité assez improbable d'une baisse de la production européenne.

---

<sup>54</sup> Pour une vue d'ensemble des différentes études, voir la «Fiche d'information sécurité de l'environnement» de l'Alliance-Environnement

<sup>55</sup> OFEN. Modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse. 2017

<sup>56</sup> SATW. Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende. 2016

[Elmar.GrosseRuse@wvf.ch](mailto:Elmar.GrosseRuse@wvf.ch)

<sup>57</sup> Les centrales CCF jouent ici aussi un rôle plutôt secondaire, puisqu'en plus du courant, elles produisent avant tout de la chaleur à basse température, pour laquelle d'autres solutions plus judicieuses peuvent être exploitées (voir plus haut). – aussi parce que la chaleur ne serait disponible que quelques heures par année.

## Conclusions: quel avenir pour l'infrastructure gazière?

Dans l'état des connaissances actuelles et en regard des développements attendus à l'avenir, la vente d'agents énergétiques gazeux en Suisse va devoir massivement reculer en l'espace de quelques décennies. Ce n'est qu'ainsi que l'approvisionnement en gaz pourra contribuer comme il se doit à l'objectif global, porté par la communauté internationale, pour éviter une crise climatique dangereuse. Le recul de la consommation de gaz devrait, selon les prévisions, être de l'ordre d'au moins 80% si l'on tient compte des potentiels limités du biogaz indigène et importé, ainsi que des perspectives incertaines du PtG.

Les conséquences pour l'infrastructure nécessaire sont significatives. Elles sont d'une part de nature quantitative, étant donné que son utilisation va diminuer de manière drastique. D'autre part, elles sont qualitatives, différents éléments (p. ex. les réseaux de distribution régionaux) étant probablement (encore) moins utilisés que d'autres (p. ex. conduites de transport à distance ou stockage). Indépendamment du lieu et de la rapidité à laquelle les ventes reculeront, une adaptation de la durée d'amortissement, de la tarification et de la planification

de l'entretien s'avère nécessaire, de même qu'une planification du démantèlement intelligente et différenciée à l'échelle régionale. Si ces mesures ne sont pas prises, l'exposition au risque des exploitants et propriétaires de réseaux – c'est-à-dire les fournisseurs de gaz, mais aussi les villes et les communes – va fortement augmenter. La question d'une adaptation de l'infrastructure du réseau gazier respectueuse du climat va devenir une question de conformité légale dès que toutes les conséquences juridiques de l'Accord de Paris auront été évaluées à l'échelle nationale. Pour les cités de l'énergie ou les autres communes souhaitant œuvrer de manière exemplaire sur le plan climatique, la question ne se pose plus: la planification de l'infrastructure gazière communale ne doit plus ignorer les exigences de la protection climatique.

Ce risque a jusqu'à présent été négligé, activement ou non, par la plupart des directions et conseils d'administration des fournisseurs de gaz, que ce soit par ignorance ou par peur des conséquences. Pourtant, des solutions existent encore: il s'agit de s'engager sans réserve à contribuer à la protection du climat, de réunir les connaissances nécessaires, mais aussi de reconnaître et de tirer les conséquences qui s'imposent pour l'entreprise en toute impartialité.



### Notre objectif

Mobilisons-nous tous pour protéger l'environnement et concevoir un avenir harmonieux pour les générations futures.

### WWF Suisse

Avenue Dickens 6  
1006 Lausanne

Tél.: +41 21 966 73 73  
Fax: +41 21 966 73 74  
E-mail: [service-info@wwf.ch](mailto:service-info@wwf.ch)  
[wwf.ch/contact](http://wwf.ch/contact)  
Dons: CP 12-5008-4