

## Consultation publique du 7 février 2019 relative à l'analyse des plans décennaux de développement de GRTgaz et Téréga

### Réponse d'EDF

---

7 mars 2019

La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone en 2050. Cela passe par une réduction de la consommation d'énergie, un sevrage d'énergie fossile et une forte électrification des usages finals. Le projet de SNBC et le rapport de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 vont dans ce sens. Il est prévu une baisse de la demande d'énergie primaire de 17% en 2030 par rapport à 2012 et le projet de PPE vise une baisse de la demande primaire de gaz en 2028 (420 TWh) de 15% par rapport à 2012, l'objectif programmé de 19% de baisse au recours au gaz naturel fossile ne pouvant être que très partiellement amodié par la croissance de l'offre de biogaz. C'est pourquoi le rapport PPE mentionne que « *compte tenu des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il sera recherché une optimisation de l'utilisation des infrastructures actuelles, voire une réduction de celles-ci* » et demande « *d'étudier les projets d'investissements dans les infrastructures au regard des risques de coûts échoués* ».

Concernant la production de biométhane, le projet de rapport PPE rappelle que « *le gisement de matières méthanisables à l'horizon 2035 est évalué à 100 Mt par l'ADEME, à savoir 50 Mt d'effluents d'élevage, 46 Mt de matières végétales et 3 Mt de déchets ménagers, correspondant au total à 70 TWh d'énergie primaire* ». Il convient donc de faire preuve d'une certaine mesure concernant les scénarios de développement du biométhane, car la non-atteinte de ceux-ci pourrait se traduire dans une hausse de la consommation de gaz d'origine fossile. Enfin, comme le rappelle la CRE, « *les objectifs du projet de PPE s'inscrivent dans la perspective que le biogaz atteigne 7 % de la consommation de gaz en 2030 si les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées et jusqu'à 10 % en cas de baisse de coûts supérieure* ».

Par conséquent, les investissements futurs dans les réseaux gaziers doivent être analysés au regard de ces différents éléments, afin d'éviter la survenue de coûts échoués. De même, il est souhaitable de s'interroger d'ores et déjà sur la régulation d'une activité capitalistique en phase de décroissance de la demande. Le plan décennal de développement pourrait s'attacher à étudier également les désinvestissements éventuels.

Enfin, EDF rappelle que le tarif de transport a vocation à couvrir les coûts des opérateurs régulés efficace dans le cadre de l'exécution de leurs missions. Les développements techniques/commerciaux relevant du domaine concurrentiel doivent faire l'objet d'activités séparées.

**Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?**

EDF n'a pas de commentaire particulier à formuler.

**Question 2 : Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les GRT dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans des GRT ?**

Et

**Question 3 : Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de gaz d'origine renouvelable présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?**

#### **Remarques sur l'évolution de la demande de gaz et de la production de gaz renouvelables**

La neutralité carbone implique un facteur 8 sur les émissions de CO<sub>2</sub> de l'énergie, et la disparition d'énergie fossile dans le bâtiment. En effet, cet objectif suppose de ne pas dépasser 50 MteqCO<sub>2</sub> après 2050. Or, avec respectivement 28,8 et 17,1 MtCO<sub>2</sub> soit 45,9 MtCO<sub>2</sub> au total en 2050, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur de l'industrie liées à la combustion d'énergies fossiles – hors gaz naturel – et aux process industriels saturent quasiment le budget autorisé dans une réalisation de la neutralité carbone. L'atteinte de l'objectif de la neutralité carbone nécessite impérativement que tout le gaz consommé en 2050 soit d'origine renouvelable. L'atteinte de ces objectifs nécessite donc une analyse couplée de l'évolution de la consommation de gaz et du développement du gaz renouvelable. Un scénario avec une croissance de la demande de gaz doit ainsi s'accompagner nécessairement d'un fort développement de la production de gaz renouvelable, au risque sinon de ne pas respecter les objectifs de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> et de réduction des consommations de combustibles fossiles importés.

#### **1- Les perspectives de production de gaz « vert » à l'horizon 2030 sont très optimistes et peu fondées.**

Il est en particulier difficile de tabler à long terme sur une contribution importante de la biomasse solide gazéifiée, tant en raison du caractère non mature des technologies que de la compétition d'usage avec la combustion directe pour la chaleur finale, bien plus pertinente pour économiser des hydrocarbures fossiles. Le rapport PPE rappelle que « *le gisement de matières méthanisables à l'horizon 2035 est évalué à 100 Mt par l'ADEME, à savoir 50 Mt d'effluents d'élevage, 46 Mt de matières végétales et 3 Mt de déchets ménagers, correspondant au total à 70 TWh d'énergie primaire* ». Or, deux des trois trajectoires présentées par les GRT sont très supérieures (105 TWh en 2035 dans le scénario orange et 140 TWh en 2035 dans le scénario bleu) à l'évaluation de l'ADEME.

En outre, EDF constate que la production de gaz renouvelable avait fortement été révisée à la hausse entre les exercices 2016 et exercices 2017 du plan décennal de développement du réseau de GRTgaz au simple motif « *niveau des ressources méthanisables accessibles [...] réévalué à la hausse, notamment grâce au développement de l'agro-écologie* ». Cette année, les deux scénarios bas de production de gaz renouvelables ont de nouveau été réévalués à la hausse en se fondant uniquement sur les ambitions de la « filière ». EDF regrette que les hypothèses de production de biométhane des GRT soient en partie fondées

sur les objectifs affichées par la « filière » sans analyse critique et qu'il n'y ait aucun scénario présentant une vision basse de la production de biométhane.

Par conséquent, EDF partage l'avis de la CRE concernant les niveaux d'injection de biométhane et le rythme de croissance des scénarios proposés par les GRT, c'est-à-dire que ces derniers apparaissent généralement ambitieux, ce d'autant plus que seul le biométhane injecté est considéré par les GRT.

## **2- La consommation de gaz reste élevée malgré les ambitions affichées par la PPE**

La politique publique vise un objectif de réduction de la demande d'énergie finale de 17 % en 2030 par rapport à 2012 et le projet de PPE vise un objectif de consommation de gaz de 420 TWh PCS en 2028. EDF constate que trois des quatre scénarios des GRT présentent une consommation de gaz supérieure à cet objectif. En outre parmi ces trois scénarios, malgré des trajectoires de production de biométhane supérieure à la PPE, deux présentent une consommation de gaz fossile supérieure à l'objectif énoncé dans le projet de PPE (- 19% entre 2012 et 2028) et incompatible avec l'objectif de -40% de consommation d'énergie fossile en 2030 par rapport à 2012.

En outre, le scénario orange qui propose un maintien voire une hausse de la consommation gaz à l'horizon 2035 semble assez peu réaliste. En effet, alors que « *le rythme de la transition énergétique est limité par les moyens mobilisés pour sa concrétisation* », paradoxalement ce scénario propose une forte pénétration du gaz dans la mobilité.

## **3- Au total, il convient d'être très réservé sur ces scénarios, étant donné le risque de déclencher des investissements qui pourraient se trouver rapidement échoués**

La France s'est fixé des objectifs ambitieux de réduction des gaz à effet de serre. Il est essentiel de ne pas surestimer le potentiel de gaz verts et ainsi « remonter » la consommation de gaz au risque de s'éloigner significativement de l'objectif de neutralité carbone. La France présente un réel potentiel de production de gaz verts, cependant la baisse des émissions du secteur gazier passe en premier lieu par une réduction de la consommation de gaz, en couplant l'efficacité énergétique et le transfert d'usages vers l'électricité et la chaleur renouvelable, et en second lieu par une augmentation de la production du gaz renouvelable. C'est ce que prévoit le rapport PPE où la réduction de la consommation de gaz entre 2017 et 2028 est très supérieure (-74 TWh) à l'augmentation de la production de biométhane (entre 14TWh et 22 TWh injectés dans le réseau en 2028<sup>1</sup>). En revanche il apparaît clairement que du point de vue des GRT, la décarbonation des usages actuels du gaz ne passe pas par des transferts d'usages et donc une forte réduction de la demande mais par un fort développement de la production de gaz renouvelables. En effet, dans les scénarios orange et bleu, la réduction de la consommation de gaz est inférieure à l'augmentation de la production de biométhane. Cependant, malgré cet optimisme concernant la production de biométhane,

---

<sup>1</sup> Projet de PPE : 14 à 22 TWh de biométhane en 2028, plus 10 TWh de biogaz non injecté. La production de biométhane est de 0,4 TWh en 2017 (0,7 TWh en 2018) et celle de biogaz non injecté de 5,5 TWh en 2017.

dans deux scénarios (orange et rouge) sur quatre, la consommation de gaz fossile reste très supérieure aux objectifs fixés par la prochaine PPE. Par ailleurs, dans un troisième scénario (bleu), la consommation de gaz fossile est inférieure à l'objectif de la PPE en raison d'une forte production de biométhane (66 TWh). Ainsi, deux scénarios sur quatre ne semblent pas compatibles avec l'objectif de neutralité carbone, tandis que le troisième, suppose pour atteindre cet objectif une très forte production de biométhane, ce qui est, en raison de la production actuelle, un pari risqué.

De même, EDF rappelle que le principal objectif des plans décennaux est d'évaluer la pertinence économique des investissements dans les infrastructures. Les scénarios présentés par les GRT peuvent conduire à justifier le maintien ou l'investissement dans des infrastructures qui se relèveraient inutiles dont l'ensemble des coûts sera couvert par le tarif de transport. Pour éclairer les risques liés au développement du réseau, en particulier le risque de déclencher des investissements dont la rentabilité serait problématique, il serait plus approprié de disposer d'un scénario compatible avec les objectifs énergie-climat de la France, en termes de réduction de la consommation de gaz fossile et avec une hypothèse plus réaliste quant au développement du gaz renouvelable (le scénario violet étant celui s'en rapprochant le plus). En outre, seuls les investissements fondés sur des trajectoires conformes avec la politique énergétique devraient être approuvés par la CRE.

En conclusion, EDF estime que les scénarios présentés ne permettent de prendre la mesure des enjeux auxquels les GRT devront faire face. Trop peu de scénarios reflètent les orientations de la PPE et de la SNBC qui visent une baisse significative de la consommation de gaz. De tels scénarios permettraient également de s'interroger d'ores et déjà sur la régulation d'une activité capitalistique en phase de décroissance de la demande et donc d'étudier les désinvestissements éventuels.

### **Remarques sur l'évolution de la consommation de gaz à la pointe**

EDF s'étonne des scénarios d'évolution de la pointe à la maille France. En effet, dans tous les scénarios, les consommations de gaz dans le résidentiel, le tertiaire et la production d'électricité baissent et leurs parts dans la consommation totale diminuent également (de 65% en 2017/2018 à 58% et 61% en 2027/2028). Le secteur de la mobilité qui peut parfois compenser ces baisses est très peu modulé. En cohérence avec ce constat, le profil de la demande devrait être plus « plat ». Or, dans les scénarios bleu et violet, le profil de la demande est plus modulée (ratio demande totale/pointe passe de 118 j/an en 2018 à 116 j/an à l'horizon 2027/2028 à la maille France<sup>2</sup>) et dans les deux autres scénarios, la modulation est stable ou baisse légèrement (119 et 121 j/an).

En analysant plus en détail l'évolution de la pointe, EDF s'interroge sur la cohérence entre les scénarios présentés par GRTgaz et Téréga

---

<sup>2</sup> Un ratio qui augmente traduit une plus faible modulation et un ratio qui baisse traduit une plus forte modulation

	GRTgaz			Terega		
	Pointe 2% GWh/j	Conso gaz TWh	Modul moy j/an*	Pointe 2% GWh/j	Conso gaz TWh	Modul moy j/an*
2017/18	3 839	467	122	325	26	80
	2027/28			2027/28		
Orange	3 750	469	125	330	28	86
Rouge	3 444	420	122	282	25	90
Bleu	3 477	413	119	297	26	89
Violet	3 161	377	119	270	23	85

En ce qui concerne **GRTgaz**, comme indiqué précédemment, EDF s'interroge sur la hausse des modulations observées dans les scénarios Bleu et Violet. En effet la part des secteurs résidentiel et tertiaire diminue dans ces scénarios (de 50% à respectivement 47% et 46%) et la part du secteur de la production d'électricité est stable (15% en 2017/18 et en scénario violet) ou en baisse (13% en scénario bleu). Il devrait en résulter une hausse du ratio de modulation pour ces scénarios, et ce d'autant plus que les efforts d'efficacité énergétique et le changement climatique sont des facteurs contribuant tous à une diminution supplémentaire des demandes de pointe donc une hausse des modulations.

En revanche, pour **Terega**, EDF constate une baisse générale des modulations, ce qui paraît assez cohérent avec les hypothèses retenues (efficacité énergétique importante dans le résidentiel et tertiaire). Cependant, le scénario Orange n'apparaît plus comme le moins modulé comme pour GRTgaz : l'ordre des scénarios est modifié par rapport à GRTgaz, sans explication donnée.

L'analyse des pointes revêt une certaine importance, car c'est le principal facteur de dimensionnement des réseaux. Il serait donc utile de disposer de plus de transparence, d'explications et d'homogénéité dans la présentation des chiffres : impact de l'efficacité énergétique, impacts des modifications de structure de la demande.

### Remarques générales

D'une manière plus générale, concernant à la fois les scénarios de demande en volume et les scénarios de pointe, EDF regrette la non prise en compte du réchauffement climatique. Le réchauffement des chroniques de températures observé ces dernières années est susceptible d'influencer la demande de consommation de gaz (en volume et en pointe) et donc *in fine* l'utilisation des réseaux.

En outre, l'articulation entre le TYNDP de l'ENTSOE et les plans décennaux devrait être plus transparente. Les hypothèses qui ont conduit à l'élaboration du TYNDP 2018 sont issues des précédents plans décennaux. Or, le TYNDP 2018 a été élaboré conjointement avec l'ENTSOE et doit refléter la vision commune des gaziers et des électriciens. Cependant, les PDD de GRTgaz et de Téréga n'ont pas été faits en collaboration avec RTE, excepté pour la consommation d'électricité. Il est donc nécessaire d'être plus transparent concernant

la cohérence entre les PDD reflétant la vision de GRTgaz et Téréga et l'utilisation de ces hypothèses dans un exercice reflétant une vision commune de l'évolution des secteurs électriques et gaziers.

Enfin, EDF s'interroge sur l'utilisation de ces scénarios et en particulier pour les hypothèses de souscriptions des capacités dans les tarifs de réseau. Il est nécessaire que les hypothèses utilisées dans les tarifs de transport soient cohérentes avec les scénarios retenus pour les investissements dans le réseau.

#### **Question 4 Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie ?**

EDF n'a pas de commentaire particulier à formuler.

#### **Question 5 Avez-vous des observations sur les projets à l'étude ?**

##### **Projets MidCat et STEP**

Concernant les projets MidCat et STEP, EDF a manifesté à plusieurs reprises ses doutes sur la pertinence économique de ces projets, à la fois pour les capacités de l'Espagne vers la France et pour celles de la France vers l'Espagne. De même, la CRE et la CNMC ont récemment rejeté la demande d'investissement relative au projet STEP proposé par Téréga et Enagas et la CRE rappelle que le marché n'a jamais exprimé un intérêt commercial pour de nouvelles capacités et que « *les deux scénarios les plus généralement acceptés donnent quant à eux un rapport coûts-bénéfices négatif* »<sup>3</sup>. EDF est donc défavorable à la poursuite de ce projet.

##### **Rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée**

EDF considère que ce projet n'apporte pas de bénéfice pour la France en matière de sécurité d'approvisionnement. Ainsi, comme le souligne la CRE dans son rapport relatif aux interconnexions électriques et gazières, « *ce projet ne pourrait être mis en œuvre que dans le cadre d'une allocation transfrontalière de coûts telle que prévue par le Règlement 347/2013 si des bénéfices en matière de sécurité d'approvisionnement au profit d'autres Etats Membres étaient identifiés par ceux-ci* ». En outre, l'analyse coût-bénéfice réalisée en 2015 par l'ENTSOG s'est révélée négative. Par conséquent, EDF est défavorable à la poursuite de ce projet.

##### **Conversion de la zone B en zone H**

En raison de l'arrêt programmé de Groningue, la conversion de la zone B en zone H est nécessaire. Le budget prévu pour cette conversion est estimé à 575 M€, et il convient d'être vigilant au respect de ce budget.

---

<sup>3</sup> Source : délibération de la CRE du 17 janvier 2019 concernant le projet STEP

## Augmentation des capacités de regazéification

La France dispose actuellement d'une capacité de regazéification annuelle de 34 Gm<sup>3</sup> pour une consommation annuelle d'environ 45 bcm. Elengy et Fosmax LNG souhaitent augmenter les capacités de regazéification respectivement à Montoir et à Fos Cavaou.

- Montoir: EDF constate que la capacité journalière n'est utilisée à plus de 75% qu'à de rares occasions (moins de 2% du temps depuis avril 2011).
- Fos Cavaou: Fos Cavaou présente un taux d'utilisation plus élevé que Montoir de Bretagne. Cependant, seulement 15% du temps, le terminal est utilisé à 75% de sa capacité. Dans ces conditions, un doublement de la capacité semble disproportionné.

En outre, depuis octobre, on constate un retour du GNL en Europe. Cependant, malgré cette conjoncture favorable au GNL en Europe, les terminaux méthaniers ne sont pas au maximum de leurs capacités.

Par conséquent, EDF s'interroge sur la pertinence économique de tels projets. La capacité de régazéification représente à elle seule 75% de la consommation de gaz française, laquelle est amenée à baisser. De plus, ces projets conduiront automatiquement à augmenter les coûts pour les consommateurs de gaz tandis que dans le même temps les bénéfices semblent très incertains même si la mise en service de nombreux terminaux de liquéfaction dans le monde devrait augmenter la compétitivité du GNL en Europe. EDF partage l'avis de la CRE selon lequel « *tout nouveau développement de capacités doit répondre à un besoin du marché* » et est donc défavorable aux deux projets de Fosmax LNG et Elengy d'augmenter les capacités de regazéification.

## Capacité de stockage

Le rapport de la PPE envisage une réduction du périmètre des stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement à moyen terme et recommande « *ne pas développer de nouveaux sites de stockage dans le périmètre de la régulation* ». Par ailleurs, les scénarios des GRT en termes de consommations à la pointe P2 montrent une diminution globale du besoin de pointe du marché français. Ainsi, il ne semble pas utile de développer des nouveaux stockages dans le domaine régulé.

## Téréga – Développement du réseau régional

EDF partage l'avis de la CRE selon lequel les projets de développement de production de biométhane ne relèvent pas du domaine régulé. Les investissements régulés de Téréga doivent donc se limiter à l'accueil du biométhane sur le réseau.

## Biométhane (investissements réseaux transport)

Au-delà de nos commentaires concernant les scénarios de production de biométhane, nous partageons le point de vue de la CRE selon lequel la présentation des besoins d'investissements dans ce secteur manque de détails et de transparence, et qu'une méthodologie et une présentation commune par les deux GRT serait souhaitable.

**Question 6 Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?**

Par ailleurs, on peut regretter que les hypothèses utilisées pour l'élaboration des PDD ne soient pas accessibles facilement comme cela est le cas pour les TYNDP de l'ENTSOE et de l'ENTSOE. Une publication d'un fichier excel commun regroupant toutes les hypothèses utilisées par GRTgaz et Téréga serait appréciable.