

PROJET TULIPE

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE

Rapport Final Détaillé – Version publique

Mars 2018

Rapport préparé pour la Commission de Régulation de l’Energie



Date : Mars 2018

Rédacteur du rapport : E-CUBE Strategy Consultants

Mandataire : Commission de Régulation de l’Energie (CRE)

Avertissement

Les éléments chiffrés de ce rapport reposent en partie sur des informations publiques, diffusées par les sociétés concernées ou par des tiers. Certaines informations non relatives aux opérateurs impliqués dans le projet n'ont pas été vérifiées ni auditées de manière indépendante par E-CUBE.

L'opportunité ou la faisabilité de certains aspects étudiés dans le présent document pourraient nécessiter des investigations plus poussées notamment d'ordre juridique ou comptable.

Les éléments financiers et prévisions présentés dans ce document intègrent les conditions économiques, monétaires, de marché ou autres prévalant en 2017 et ne préjugent pas des ajustements nécessaires si ces conditions venaient à se modifier.

Nature des montants présentés

Tous les montants présentés sont en euros constants 2017, sans actualisation.

Insertion de commentaires

Le format des commentaires insérés dans le texte dans le cadre de la revue contradictoire est le suivant :

Commentaire GRDF

Commentaire E-CUBE

Table des matières

Avertissement.....	3
Nature des montants présentés	3
Insertion de commentaires	3
Table des matières	4
1 Résumé exécutif.....	9
Synthèse des résultats	9
Projet industriel de GRDF	9
Projet industriel de GRTgaz	13
Projet industriel de Storengy	15
Projet industriel de Gazélec de Péronne et de la SICAE de la Somme et du Cambrasis	16
Analyse des risques du projet	18
Mesures d'efficacité et de coordination entre gestionnaires d'infrastructures	20
Recommandations	20
Benchmark des autres pays consommant du gaz B.....	21
2 Contexte et objectifs de l'étude	23
2.1 Contexte	23
2.2 Objectifs.....	23
3 Approche et méthodologie.....	24
3.1 Benchmark.....	24
3.2 Déroulement des travaux	24
4 Description et analyse critique du projet industriel de GRDF.....	26
4.1 Choix techniques	26
4.1.1 Sous-secteurs de conversion	26
4.1.2 Répartition par année des conversions de clients.....	28
4.1.3 Recours au gaz B+	31
4.1.4 Séquencement des étapes techniques	32
4.1.5 Suivi de l'avancement du front de gaz.....	36
4.1.6 Rôle et responsabilités de l'ordonnanceur	36
4.1.7 Utilisation des outils digitaux	37
4.1.8 Nombre de visites prévues chez le client	40

4.1.9	Modalités de contractualisation	43
4.1.10	Implication des fabricants d'appareils consommant du gaz	62
4.1.11	Organisation de la logistique d'approvisionnement des pièces de rechange	63
4.1.12	Contrôles des prestations	64
4.2	Modélisation des coûts	66
4.2.1	Description	66
4.2.2	Analyse critique	67
4.3	Dimensionnement, contenu et objectifs de la phase pilote	86
4.3.1	Dimensionnement de la phase pilote	86
4.3.2	Contenu de la phase pilote	88
4.3.3	Objectifs	88
5	Description et analyse critique du projet industriel de GRTgaz	97
5.1	Choix de convertir la zone B	97
5.1.1	Description	97
5.1.2	Analyse critique	99
5.2	Progression des conversions et définition des secteurs	100
5.2.1	Description	100
5.2.2	Analyse critique	100
5.3	Investissements prévus sur le réseau	101
5.3.1	Description	101
5.3.2	Analyse critique	101
5.4	Choix techniques hors investissements	108
5.4.1	Wobbe-mètres mobiles	108
5.4.2	Fiabilisation de l'adaptateur de Loon	108
5.4.3	Démantèlements d'installations	108
5.5	Conversion des clients raccordés au réseau de transport	108
5.5.1	Description	108
5.5.2	Analyse critique	109
5.6	Options non intégrées au scénario de référence	109
5.6.1	Description	109
5.6.2	Analyse critique	109
5.7	Modélisation des coûts	110
5.7.1	Description	110
5.7.2	Analyse critique	110
5.8	Dimensionnement, contenu et objectifs de la phase pilote	112

5.8.1	Dimensionnement et contenu	112
5.8.2	Objectifs	113
6	Description et analyse critique du projet industriel de Storengy	115
6.1	Méthode générale	115
6.1.1	Description	115
6.1.2	Analyse critique	115
6.2	Travaux sur les installations de surface	116
6.2.1	Description	116
6.2.2	Analyse critique	116
6.3	Modélisation des coûts	118
6.3.1	Préambule	118
6.3.2	Description et analyse de l'impact économique présenté par Storengy	118
6.3.3	Remarque sur le calcul d'impact économique proposé par Storengy	125
6.3.4	Seuil de cyclage	126
6.3.5	Cas où Storengy serait régulé	126
7	Description et analyse critique du projet industriel de Gazélec de Péronne et de la SICAE de la Somme et du Cambrasis	128
7.1	Choix techniques	128
7.1.1	Description	128
7.1.2	Analyse critique	129
7.2	Modélisation des coûts	129
7.2.1	Description	129
7.2.2	Analyse critique	131
8	Leviers de performance industrielle attendus	138
8.1	Leviers de performance industrielle pour GRDF	138
8.2	Leviers de performance industrielle pour GRTgaz	139
8.3	Leviers de performance industrielle pour Storengy	140
8.4	Leviers de performance industrielle pour le Gazélec de Péronne et la SICAE de la Somme et du Cambrasis	140
9	Analyse des risques du projet et des moyens mis en œuvre pour les limiter	141
9.1	Préambule	141
9.2	Echelle de notation	141
9.2.1	Probabilité	141
9.2.2	Impact	141
9.3	Types de risques	142

9.4	Facteurs de risques portant sur l'ensemble du projet	142
9.4.1	A : Planning du projet	143
9.4.2	B : Qualité du gaz B+.....	145
9.4.3	C : Perte de clients et de consommation.....	146
9.4.4	D : Sécurité	147
9.4.5	E : Pilotage du projet	148
9.5	Facteurs de risques propres aux GRD	149
9.5.1	F : Installations intérieures	149
9.5.2	G : Disponibilité des prestataires	150
9.5.3	H : Conception du pilote	151
9.5.4	I : Systèmes d'information (SI)	152
9.5.5	J : Retard d'adaptation des appareils	153
9.5.6	K : Non-couverture des coûts des ELD	154
9.6	Facteurs de risques propres à GRTgaz	154
9.7	Facteurs de risques propres à Storengy	155
9.7.1	L : Réduction ou étalement de la bulle de gaz	155
9.7.2	M : Modifications des conditions au PITS.....	155
10	Analyse des mesures d'efficacité et de coordination entre gestionnaires d'infrastructures.....	157
10.1	Dispositions prévues à date	157
10.1.1	Comité de coordination.....	157
10.1.2	Convention de coordination entre GRTgaz et GRDF	157
10.2	Remarques	157
10.2.1	Gestion des risques	157
10.2.2	Intégration des ELD et de Storengy aux échanges entre opérateurs	157
10.2.3	Information du comité de coordination	157
11	Recommandations.....	158
11.1	Recommandations portant sur l'ensemble du projet	158
11.1.1	Gouvernance du projet	158
11.1.2	Dispositif de gestion des risques	158
11.1.3	Phase pilote	158
11.2	Recommandations propres à GRDF	158
11.2.1	Recommandations techniques	158
11.2.2	Paramètres organisationnels.....	159
11.2.3	Régulation incitative.....	160

11.3	Recommandations propres aux ELD (Gazélec de Péronne et SICAE de la Somme et du Cambrasis)	161
11.4	Recommandations propres à GRTgaz	161
11.4.1	Recommandations techniques	161
11.4.2	Régulation incitative.....	162
11.5	Recommandations propres à Storengy	162
12	Benchmark des autres pays consommant du gaz B	163
12.1	Introduction	163
12.1.1	Contexte général en Europe.....	163
12.1.2	Limites de comparaison.....	163
12.2	Projet de conversion aux Pays-Bas.....	164
12.3	Projet de conversion en Belgique.....	164
12.3.1	Eléments généraux.....	164
12.3.2	Choix techniques du GRT	170
12.3.3	Choix techniques des GRD	172
12.3.4	Coûts du projet	175
12.4	Projet de conversion en Allemagne.....	177
12.4.1	Eléments généraux.....	177
12.4.2	Choix techniques des GRT.....	181
12.4.3	Choix techniques des GRD	182
12.4.4	Choix techniques des opérateurs de stockage	189
12.4.5	Coûts du projet	189
	Liste des illustrations	192
	Acronymes et abréviations	195
	Bibliographie du benchmark.....	197

1 Résumé exécutif

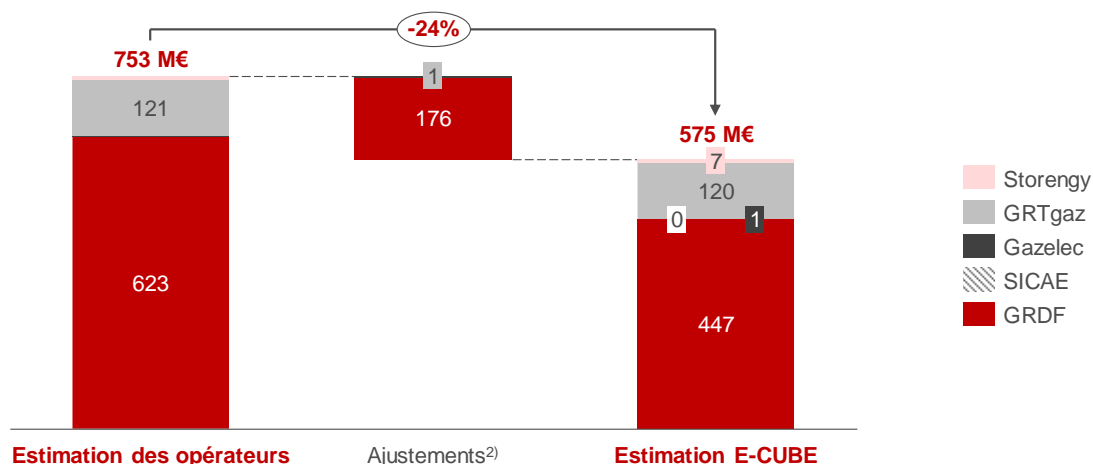
Synthèse des résultats

De manière générale, les choix techniques présentés par les opérateurs dans le plan de conversion sont pertinents.

Cependant, un certain nombre d'entre eux ne sont pas formalisés à date ; de plus, un des objectifs de la phase pilote sera de les tester, et de les remettre en cause le cas échéant, en utilisant chaque année les enseignements des précédentes.

La majeure partie des hypothèses de coûts retenues sont justifiées. Les écarts d'estimation proviennent principalement de la revue des estimations de GRDF, et la plus grande partie concernent des montants sur lesquels GRDF a un contrôle limité, car ils seront issus d'appels d'offres.

Cette synthèse présente uniquement les coûts directs du projet. Cela exclut certains impacts économiques indirects dont Storengy demande compensation (perte de performance, perte de profit). Outre le fait qu'ils ne sont pas de même nature, il n'est pas possible d'estimer ces coûts avec suffisamment de précision à date, car ils dépendent de paramètres de marché et d'évolutions des actifs qui ne pourront qu'être constatés ou estimés a posteriori. Mais ce choix ne préjuge pas de l'opportunité ou non de les compenser, qui relève de considérations juridiques qui ne sont pas traitées dans cette étude.



CAVEAT :

Cette synthèse présente uniquement les coûts directs du projet, ce qui exclut certains impacts économiques indirects dont Storengy demande compensation (perte de performance, perte de profit). Mais ce choix ne préjuge pas de l'opportunité ou non de les compenser, qui relève de considérations juridiques qui ne sont pas traitées dans cette étude.

De plus, les coûts de remplacement des appareils non adaptables ne sont pas comptabilisés ici.

1) Coûts non actualisés

2) Il s'agit de la somme nette des ajustements à la hausse et à la baisse

Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants, GRDF, GRTgaz, Storengy, Gazelec, SICAE

Illustration 1 : Comparaison des estimations de coûts des opérateurs avec celles d'E-CUBE [M€ ; 2014-2031]

Projet industriel de GRDF

Notes :

- La réflexion de GRDF étant encore en cours sur un certain nombre de sujets, E-CUBE a tenu compte des derniers éléments fournis, qui modifient parfois le plan initial.

- *Les estimations de coûts présentées ne préjugent pas de leurs modalités de financement*

Modélisation des coûts

E-CUBE considère que les estimations de CAPEX proposées par GRDF dans le plan initial de conversion (~50 M€) sont raisonnables.

E-CUBE estime que les OPEX pour la conversion du réseau de GRDF et des installations intérieures raccordées pourraient être de ~400 M€, soit ~30% de moins que l'estimation initiale de GRDF (~252 €/client contre ~380€/client initialement).

Parmi les ~200 M€ de différences de coûts entre le plan initial de GRDF et l'estimation E-CUBE, ~30% relèvent de choix techniques différents et 70% relèvent de modifications de paramètres exogènes à GRDF, sur lesquels l'opérateur a un contrôle limité (exemple : prix issus d'appels d'offres).

Commentaire GRDF :

Le montant de 200M€ est issu de coûts unitaires estimés par E-CUBE différents de ceux estimés par GRDF. Les résultats des futurs appels d'offre permettront d'affiner ce montant.

Réponse E-CUBE :

30% des 200 M€ ne correspondent pas à des différences de coûts unitaires, mais à des choix techniques : suppression de l'aide aux chaudières auto-adaptatives, regroupement du réglage de la pression et de l'adaptation, mise en place d'une auto-administration digitale pour le recensement, suppression de la vérification.

Pour le reste, les appels d'offres permettront effectivement d'affiner les montants.

Les coûts de remplacement des appareils non adaptables sont comptabilisés séparément des autres types de coûts dans l'estimation de GRDF. E-CUBE estime qu'ils seront compris entre ~32 M€ et ~266 M€, avec une valeur de référence de ~133 M€.

Pertinence des choix techniques

Eléments généraux

GRDF prévoit d'effectuer la conversion par secteur géographique, chacun étant converti en une année. A l'intérieur de chaque secteur, GRDF prévoit de faire progresser le gaz H par phases, en décomposant les secteurs en sous-secteurs de taille limitée. Ce choix paraît pertinent car il limite les risques du projet (risque de retard, risque de sécurité).

La répartition par année des conversions de clients semble pertinente. Elle permet de conserver une marge de sécurité en cas de retard par rapport au plan initial, car aucune conversion n'est prévue en 2029.

Le passage par une phase intermédiaire au gaz B+ paraît représenter la solution technico-économique optimale.

Le séquençage des étapes techniques (recensement, réglage de la pression, adaptation, passage au gaz H) proposé par GRDF est pertinent car il permet de limiter le risque d'émissions de monoxyde de carbone.

Comme GRDF envisage d'externaliser le rôle d'ordonnancement (prise de rendez-vous, gestion des aléas opérationnels), la répartition des rôles entre GRDF et le prestataire d'ordonnancement, qui constitue un enjeu de qualité, devra être délimitée clairement.

Recensement

Pour le recensement dans le secteur de Doullens, GRDF a choisi un « entre-deux » en termes des compétences techniques gaz exigées des prestataires. E-CUBE recommande que GRDF essaye des alternatives dans d'autres secteurs pilotes.

Adaptation

La question de la disponibilité d'un nombre suffisant de prestataires pour l'adaptation paraît cruciale pour le succès du projet. E-CUBE recommande de procéder à un état des lieux quantitatif des prestataires disponibles pour l'adaptation dans la région des Hauts-de-France, en tenant compte de leur charge de travail actuelle et de la charge de travail supplémentaire à prévoir du fait des remplacements d'appareils et des mises en conformité préalables à l'adaptation d'appareils pour le changement de gaz. Le principe de mettre en place un dispositif « de secours » pour sécuriser l'adaptation en cas de difficultés semble pertinent, mais devra être validé par le retour d'expérience de la phase pilote. Les modalités de mise en place de ce système ne sont pas définies à date et font l'objet d'une réflexion de GRDF.

Concernant les clients « sans process »¹ dont les appareils n'ont pas besoin d'être adaptés, E-CUBE estime pertinent, pour des raisons de sécurité, qu'un technicien compétent dans les installations intérieures de gaz vérifie systématiquement que les appareils utilisés fonctionnent correctement après le réglage de la pression, et qu'aucun nouvel appareil n'est utilisé par rapport au recensement. Cependant, la phase pilote doit permettre de déterminer si la garantie de sécurité apportée par ce choix justifie le surcoût qu'il occasionne (~XXX M€).

Contractualisation

Durant la phase pilote, GRDF lancera des appels d'offres année par année afin d'ajuster les cahiers des charges en fonction du REX des années précédentes ; cependant, durant la phase de déploiement, réaliser des appels d'offres pluriannuels pourrait présenter plusieurs avantages.

Différentes modalités de contractualisation des prestations d'adaptation (numérotées de 1 à 4) sont envisageables. L'analyse coûts-bénéfices de ces modalités est incertaine faute de données d'entrée fiables. Il n'est notamment pas possible de quantifier pour l'instant l'intérêt de permettre au client de choisir son Prestataire Habituel d'Entretien (PHE). Pour départager ces modalités, il est nécessaire que la phase pilote fasse ressortir des éléments tangibles permettant de quantifier plus précisément l'analyse coûts-bénéfices. Comme la modalité 3 sera testée sur le premier secteur de la phase pilote (Doullens), E-CUBE recommande de tester aussi les modalités 1 et 4 lors de la phase pilote, et de confirmer l'impossibilité de mettre en place la modalité 2 pour des raisons juridiques.

Commentaire GRDF :

Voir commentaires § 4 1 9 4. La mise en œuvre de la modalité 1 nous semble être un facteur clé de succès pour l'opération. Tester les modalités 1 et 4 sur un même secteur comporte le risque de générer une incompréhension de la part des clients, des élus et de la filière des installateurs locaux de part une différence de traitement radicale.

Réponse E-CUBE :

E-CUBE recommande de tester les modalités 1 et 4 sur des secteurs analogues (densité de population, urbanisation), mais pas forcément même secteur.

E-CUBE prend note du risque identifié par GRDF, qui est à mettre en regard du fait que bien que le test de la modalité 3 sur le secteur de Doullens apporte des éléments, il est probable qu'il ne soit pas suffisant pour comparer les modalités 1 et 4, car :

- Le test de la modalité 3 n'apportera pas toutes les réponses pour la modalité 4 :
 - o Dans le cas de la modalité 3, le plus grand nombre de lots attribués par appel d'offres peut conduire à des prix unitaires plus élevés que dans la modalité 4.
 - o De plus, si le nombre de prestataires retenus est plus élevé dans la modalité 3 que dans la modalité 4, les coûts (ex : formation) et la complexité organisationnelle (ex : ordonnancement) pourraient être plus élevés.

¹ « Sans process » désigne les clients qui n'utilisent pas le gaz naturel pour des process particuliers. Cette catégorie regroupe tous les clients particuliers et une partie des clients tertiaires.

- Les différences de nature des secteurs peuvent induire des biais dans la comparaison (exemple : propension à faire appel au PHE) : Doullens étant un secteur qui se démarque des autres secteurs pilotes (moins dense, plus rural), une comparaison des modalités serait moins fiable qu'entre secteurs analogues

Contrôles

Le pilote permettra à GRDF d'affiner la taille des lots de contrôle des différentes prestations (recensement, adaptation, voire réglage de pression si séparé de l'adaptation), afin de limiter les coûts.

Nombre de visites

Pour les clients « sans process », il semble pertinent de tester d'une part le contrôle du recensement à 70% en même temps qu'il est effectué, et d'autre part la mutualisation du réglage de la pression² et de l'adaptation pour les clients directement raccordés au réseau MPB, car ces deux choix permettent de limiter le nombre de visites sans générer de risque supplémentaire pour le projet.

Si GRDF constatait lors de la phase pilote que les entreprises missionnées pour le recensement ou l'adaptation pourraient réaliser les deux prestations, il paraîtrait pertinent de tester la mutualisation des deux appels d'offres.

Commentaire GRDF :

GRDF a identifié un certain nombre de risques dans le cas d'une mutualisation des prestations de recensement et d'adaptation, notamment la perte de la maîtrise de l'inventaire et le risque d'effet d'aubaine.

Réponse E-CUBE : Ces risques sont discutés au paragraphe 4.1.9.5

Il paraît pertinent, comme le propose GRDF, de faire une vérification par échantillonnage des installations intérieures après passage au gaz H pour le secteur de Doullens, afin de valider le processus technique proposé, car le coût est limité (~██████) ; cependant E-CUBE estime que la vérification ne sera pas nécessaire pour les autres secteurs si le processus technique est validé sur le secteur de Doullens (effectuer la vérification sur tous les secteurs coûterait ~██████).

Digitalisation des processus

Il n'apparaît pas souhaitable de remplacer la visite de recensement des clients « sans process » par une auto-administration du recensement, mais la phase pilote peut être l'occasion de tester le potentiel de l'auto-administration d'une partie du recensement par internet, en complément de la visite de recensement, notamment pour réduire les coûts.

E-CUBE estime qu'il serait pertinent de doubler l'ensemble des courriers destinés aux clients particuliers par des courriels ; à terme, le retour d'expérience de cette disposition permettra de juger s'il est pertinent de remplacer certains des 5 courriers prévus par des courriels, pour les clients qui l'auraient accepté lors du recensement (coût d'un courrier : ~1,5 M€).

Implication des fabricants

Commentaire GRDF :

L'implication des fabricants est un élément crucial pour la réussite du projet.

Réponse E-CUBE :

² Pour les clients raccordés au réseau MPB, le réglage de pression consiste à changer le détendeur du client

Cette idée est reprise ci-dessous, bien que formulée différemment.

E-CUBE considère qu'il est important de faire contribuer au plus tôt les fabricants pour la production des manuels de conversion, des kits d'adaptation et éventuellement l'apport d'un support technique lors de l'adaptation.

Cependant, E-CUBE ne peut pas exclure que la disponibilité des fabricants devienne un facteur limitant du projet au moment où le rythme de conversion augmentera. En fonction de l'évolution des échanges entre les fabricants d'appareils consommant du gaz et GRDF, de leur contribution et de la charge de travail due à la conversion (nombre de manuels de conversion et de kits d'adaptation à produire), la mise en place d'une obligation réglementaire pourrait être envisagée en dernier recours. Cependant, E-CUBE n'a pas évalué la faisabilité juridique de cette possibilité.

E-CUBE estime pertinent d'impliquer une tierce partie indépendante des fabricants pour apporter une expertise technique sur les manuels de conversion et éviter un effet d'aubaine pour les fabricants.

E-CUBE estime que l'approvisionnement en pièces de rechange peut induire un risque de retard sur le calendrier de conversion du projet. La gestion centralisée par GRDF de l'approvisionnement en pièces de rechange pour les appareils pourrait limiter le risque de retard ou de rupture d'approvisionnement. Cependant, E-CUBE note plusieurs points qui restent à clarifier dans ce schéma.

Phase pilote

Le choix des secteurs pilotes paraît pertinent. Les objectifs de la phase pilote pour GRDF seront notamment de :

- Valider la capacité à gérer le projet opérationnellement.
- Tester différents choix techniques.
- Valider la pertinence de séparer les appels d'offres recensement et adaptation
- Valider la pertinence de mettre en place un dispositif de secours
- Evaluer la pertinence de réaliser des appels d'offres pluriannuels ou de les lancer plus tôt
- Etablir un état des lieux quantitatif des prestataires et préciser les mesures permettant de garantir leur disponibilité en quantité suffisante
- Valider la nécessité de réaliser certaines sous-sectorisations.
- Compléter les connaissances sur l'adaptation des appareils.
- Clarifier certains points organisationnels.
- Affiner les estimations de coûts.

GRDF compte optimiser ses choix techniques et organisationnels tout au long de la phase pilote. Le test de différentes possibilités et l'utilisation de retours d'expérience (REX) détaillés permettront d'optimiser le plan de conversion pour les secteurs de conversion suivants.

Projet industriel de GRTgaz

Description du projet industriel

- GRTgaz a conçu deux scénarios de conversion :
 - Un scénario ou planning « de référence ».
 - Un scénario ou planning « accéléré » qui permettrait de terminer la conversion de l'ensemble des zones en 2026 plutôt que 2028. Ce scénario permettrait de faire face à certaines configurations de réduction accélérée des exportations de gaz B des Pays-Bas vers la France.

- Pour suivre le planning accéléré, GRTgaz devrait prendre de nombreuses décisions d'investissement dès 2019, avec un REX limité du pilote (1 ou 3 secteurs convertis).

Pertinence des choix techniques

- La conversion du réseau au gaz H est préférable à la construction d'une installation de conversion à Taisnières pour plusieurs raisons, qui ont également conduit l'Allemagne et la Belgique à faire le même choix.
- Le choix de séquencer la conversion les zones les plus éloignées vers les plus proches du point d'entrée du gaz B à Taisnières est pertinent, tout comme le fait de définir les zones de conversion comme des antennes du réseau de transport avec leurs ramifications.
- La majorité des coûts engagés par GRTgaz correspondent à des investissements sur le réseau. Ils sont justifiés car nécessaires au déroulement de la conversion. Ils sont destinés à plusieurs fonctions :
 - Joindre les actuels réseaux B et H
 - Adapter certaines stations de détente
 - Limiter la taille des secteurs à convertir
 - Isoler les réseaux B et H
 - Adapter les installations en gaz B de Taisnières aux faibles débits
 - Réduire le risque lié à la qualité du gaz B+
 - Autres
- Bien que les plans de conversion de Fluxys et GRTgaz ne soient pas directement comparables car les réseaux et les besoins techniques sont différents, ils présentent des investissements destinés aux mêmes fonctions pour des ordres de grandeur similaires.
- Les dispositions prévues par GRTgaz pour la conversion des clients raccordés au réseau de transport correspondent à une gestion efficace et prudente

Modélisation des coûts

- Le coût total (CAPEX + OPEX) du plan de conversion pour GRTgaz devrait se situer entre 100 et 120 M€, pourvu que le besoin technique ne soit pas modifié. De manière générale, l'estimation des coûts présentée semble raisonnable.
- Les montants d'investissements prévus sont du même ordre de grandeur que ceux prévus par Fluxys dans un contexte similaire (voir plus haut).
- La compensation des coûts de réglage par GRTgaz n'étant pas prévue par la réglementation à ce stade, nous l'avons retirée de l'estimation.
- Cependant, le montant total calculé par GRTgaz, proche de [REDACTED] (soit ~[REDACTED] par client industriel), est raisonnable.

Phase pilote

- Pour GRTgaz, une part importante des coûts engagés durant la phase pilote ne correspond pas à des actions reproductibles durant la phase de déploiement, mais à des actions uniques nécessaires pour permettre le déroulement du plan de conversion.
 - La phase pilote devra notamment permettre à GRTgaz de :
 - Qualifier le risque sur la qualité du gaz B+ en entrée à Taisnières
 - Evaluer l'opportunité de certains investissements
 - Tester les dispositions prises pour le pilotage du réseau et la maîtrise de la qualité du gaz à l'intérieur du réseau
 - Tester la coordination avec les GRD

- Tester la coordination avec les clients raccordés au réseau de transport
- Affiner les estimations de coûts

Leviers de performance industrielle attendus

- Le plan présenté par GRTgaz ressort déjà d'un certain nombre d'études préparatoires visant à optimiser les coûts.
- Par rapport au scénario de référence, certaines dépenses pourraient être moins élevées si le besoin technique identifié évolue :
 - Diminution du nombre de robinets d'isolement nécessaires (montant total prévisionnel : ~22 M€, soit ~0,7 M€ par robinet)
 - Non-nécessité de la fiabilisation du mélangeur de Taisnières (montant total prévisionnel : 5,7 M€)
 - Diminution des fonctionnalités d'interconnexion sur la grille d'interconnexion à Taisnières (montant total prévisionnel : ~10 M€)
- *A contrario*, si le besoin technique de créer un point d'interconnexion au réseau Fluxys à Lille est confirmé, les coûts de GRTgaz pourraient augmenter de ~■■■■■ à ■■■■■ (estimation préliminaire). L'incertitude sur le besoin technique justifie d'attendre 2021³ pour prendre la décision d'investissement, et de ne pas intégrer les coûts de cette option au scénario de référence.

Projet industriel de Storengy

Objet de la partie

L'article L431-6-1 du Code de l'Energie prévoit la possibilité d'une compensation des « coûts induits pour l'opérateur de stockage [Storengy] par la modification de la nature du gaz Cette compensation interviendrait dans le cadre de contrats que GRTgaz « peut conclure » avec Storengy. Ainsi, GRTgaz pourrait choisir de ne pas signer de contrat avec Storengy.

L'objet de cette partie est d'analyser l'impact économique de la conversion sur Storengy, sans préjuger de la part de cet impact économique qui sera compensée à Storengy, ni du fait que GRTgaz signe ou non avec Storengy les contrats cités plus haut.

Méthode générale

L'option technique choisie par Storengy pour convertir Gournay est préférable du point de vue technico-économique à l'alternative du vidage-balayage, utilisée dans les années 1980.

Coûts directs

Ils correspondent à des travaux d'adaptation nécessaires sur les installations de surface.

Les coûts présentés semblent raisonnables. La majeure partie (6 M€ sur 7 M€) correspond aux travaux d'optimisation de la grille, et cette valeur correspond en ordre de grandeur à celles de travaux similaires.

Perte de performance

A ce stade, il ne peut pas être exclu que certains puits du site soient rendus définitivement inutilisables par un sous-cyclage prolongé.

³ Ou 2020 dans un calendrier accéléré

Les coûts à compenser sont uniquement ceux du forage de nouveaux puits, ou de la reprise de puits⁴. La nécessité de nouveaux forages ne pourra être constatée qu'*a posteriori*, en fonction des performances réelles du site. Cependant, la question se pose du niveau de performance cible à atteindre après la conversion, soit en volume de gaz (unité : m³), soit en quantité d'énergie (unité : MWh).

Perte de profit

Le raisonnement présenté par Storengy repose sur le fait que la date de 2026 pour la conversion de Gournay lui a été imposée au titre de l'optimisation globale du projet de conversion, mais qu'elle pourrait ne pas représenter l'optimum pour Storengy. L'opérateur pourrait préférer une « meilleure date alternative de conversion ». Cette « meilleure date alternative de conversion » n'est pas connue à date. Du point de vue commercial, l'effet de la conversion pour Storengy est de transférer l'actif de Gournay du marché de la flexibilité en gaz B vers le marché de la flexibilité en gaz H, ces marchés présentant des caractéristiques différentes. En raisonnement économique, il s'agit de calculer la perte de profit qui en découle, et non seulement la perte de revenus.

Le profit d'un site de Storengy peut s'exprimer en fonction des revenus de réservation, des revenus d'utilisation et des coûts d'exploitation. De cette fonction de profit, on peut déduire une estimation du profit de Storengy en gaz B et en gaz H.

Seuil de cyclage

Storengy souhaite que le volume cyclé ne passe jamais sous le seuil de 6 TWh/an. A ce stade, il n'est pas possible à E-CUBE de juger de la pertinence de ce seuil. Par conséquent, il conviendra de réaliser des études plus fines à l'approche de l'échéance de conversion afin de déterminer la meilleure solution technico-économique et le seuil minimal de remplissage associé.

Projet industriel de Gazélec de Péronne et de la SICAE de la Somme et du Cambrais

Éléments généraux

Le niveau de détail du calcul des coûts proposés par Gazélec de Péronne et la SICAE de la Somme et du Cambrais est inférieur à celui proposé par les autres opérateurs, ce qui se justifie par le fait que leurs réseaux seront convertis plus tard, en 2024.

Ces deux ELD affineront leurs choix techniques et leur budget à la lumière des enseignements tirés par GRDF de sa phase pilote et du début de la phase de déploiement. Elles comptent donc sur le fait que GRDF leur communique les éléments nécessaires.

Pertinence des choix techniques

Les deux ELD sont prêtes, dans la mesure du possible, à suivre le même processus technique que GRDF, et à utiliser les mêmes processus, informations et outils (par exemple : supports de communication, appels d'offres, formations). La faisabilité de ceci reste cependant à étudier, notamment en ce qui concerne les appels d'offres. De plus, les modalités d'une telle mise à disposition ne sont pas définies à date.

Quelques différences pourront néanmoins apparaître entre le plan de GRDF et ceux des ELD, notamment :

⁴ Reprise de puits : opération technique consistant à restaurer les performances techniques d'un puits en réutilisant une partie du forage existant

- La SICAE de la Somme et du Cambrasis souhaite que ses propres techniciens effectuent la visite de « réglage de pression » (c'est-à-dire de remplacement du détendeur, pour les clients raccordés en Moyenne Pression B), conformément à ses procédures internes.
- Si les ELD ne se « greffent » pas sur les appels d'offres de GRDF :
 - o Les modalités d'appels d'offres seront différentes car les règles de passations des marchés diffèrent suivant les GRD.
 - o Les prix issus des appels d'offres pourraient être différents de ceux de GRDF, du fait de la taille plus réduite des marchés, et de différences dans l'éloignement des prestataires et la densité relative des zones desservies.

Modélisation des coûts

Il est important de noter que les coûts de la conversion représentent un enjeu financier majeur pour les ELD, car leur couverture n'est pas prévue par le cadre tarifaire actuel : tarif d'Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD) non péréqué pour la SICAE, tarif d'ATRD commun pour Gazélec de Péronne.

Les estimations de coûts proposées par les ELD en juillet 2017 sont issues de calculs fondés sur des hypothèses préliminaires. E-CUBE a procédé à des ajustements sur ces estimations en faisant l'hypothèse que les ELD bénéficieront d'une partie des processus, des informations et des outils créés par GRDF (réutilisation des supports de communication, mutualisation des appels d'offres, mutualisation des formations...). Les modalités d'une telle mise à disposition n'étant pas définies à date, cette étude ne prend en compte aucune charge correspondante pour les ELD ni pour GRDF.

L'estimation E-CUBE se fonde donc sur les résultats issus de la modélisation détaillée des coûts concernant le réseau de GRDF et les installations intérieures raccordées, et prend en compte certaines spécificités des ELD, qui ne bénéficient pas du même effet d'échelle, par exemple pour les coûts d'investissement de systèmes d'information ou pour l'achat des détendeurs domestiques.

E-CUBE estime le coût moyen par client à ~310 € pour Gazélec de Péronne (soit -35% par rapport à l'estimation de l'opérateur) et ~522 € pour la SICAE⁵ (soit -61% par rapport à l'estimation de l'opérateur). Cette estimation représente un total de ~796 k€ pour la conversion du réseau de Gazélec de Péronne (pour ~2550 clients) et ~157 k€ pour celle du réseau de la SICAE (pour ~300 clients).

Dans cette estimation, les OPEX de conversion des réseaux des ELD et des installations intérieures raccordées sont proches de celles de GRDF (écart de [REDACTED] à [REDACTED] €/client), car elles recouvrent principalement des prestations sous-traitées par appels d'offres.

En revanche, les CAPEX « SI » par client des 2 ELD sont plus élevés car elles ne bénéficient pas du même effet d'échelle que GRDF pour amortir les coûts fixes. De plus, les estimations de coûts SI sont sujettes à une forte incertitude, car le besoin fonctionnel n'est pas encore totalement défini, et les évolutions des SI d'ici à la date de conversion pourraient modifier les investissements à réaliser.

Les estimations de coût total par client sont proches entre le Gazélec de Péronne et GRDF (respectivement 310 et 296 €/client). En revanche, le coût total par client de la SICAE de la Somme et du Cambrasis est de 522 €/client, soit ~75% de plus que GRDF.

Leviers de performance industrielle

⁵ Pour ces estimations, E-CUBE suppose que la SICAE est autorisée à suivre le même processus technique que le Gazélec de Péronne et GRDF, c'est-à-dire qu'il n'est pas nécessaire qu'un technicien de la SICAE accompagne systématiquement les prestataires de services de recensement et d'adaptation.

Les ELD bénéficieront du retour d'expérience (REX) de la phase pilote et du début de la phase de déploiement de GRDF pour effectuer les meilleurs choix techniques. De plus, la possibilité pour les ELD de réutiliser des outils créés par GRDF (notamment pour la formation ou la communication) pourrait constituer un important facteur de performance.

Les conditions de mise à disposition du REX et des outils restent toutefois à définir.

Analyse des risques du projet

Les principaux opérateurs d'infrastructures concernés (GRTgaz et GRDF) ont mis en place des outils de gestion de leurs risques propres liés au projet de conversion. Cette partie vise à analyser les principaux risques identifiés dans ces outils, à présenter les risques qui n'ont pas été formalisés à date par les acteurs, et à analyser l'effet des mesures proposées.

Pour les opérateurs, les risques liés au projet peuvent être rangés dans les catégories suivantes :

- Finance
- Impact sur les clients
- Sécurité des biens et des personnes
- Indisponibilités d'infrastructures

Facteurs de risques portant sur l'ensemble du projet ou propres aux GRD ou à Storengy

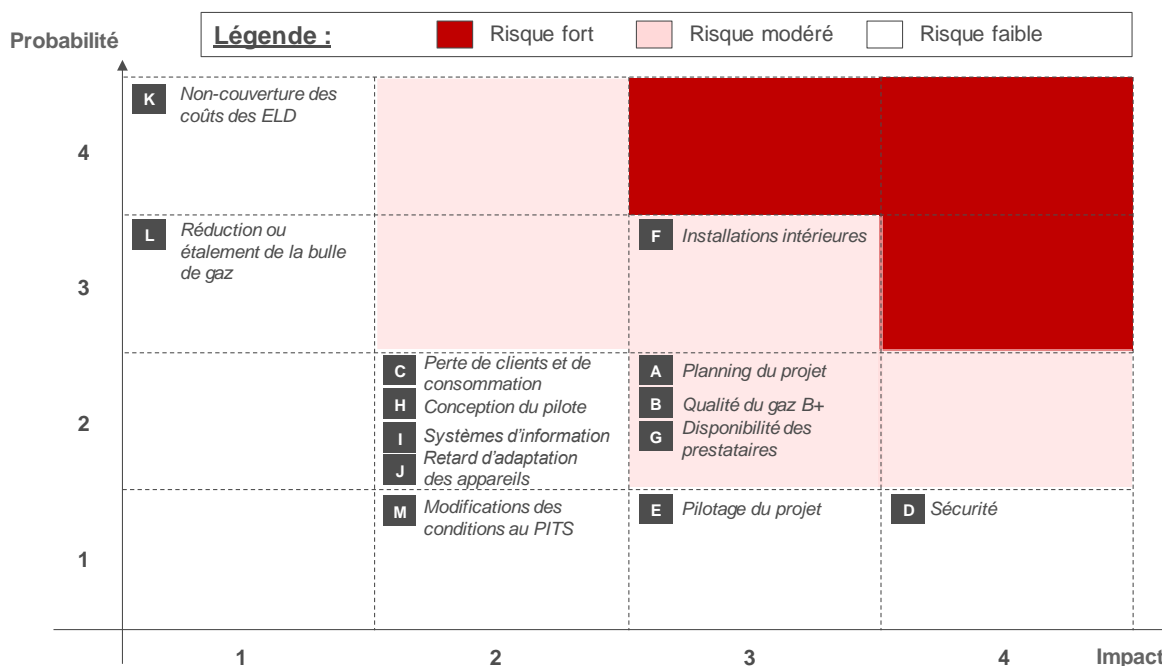


Illustration 1 : Matrice de l'ensemble des facteurs de risques du projet Tulipe

Description des facteurs de risques :

Facteurs de risques communs aux acteurs du projet

- A : Planning du projet
- B : Qualité du gaz B+
- C : Perte de clients et de consommation
- D : Sécurité

E : Pilotage du projet

Facteurs de risques spécifiques aux GRD

F : Installations intérieures

G : Disponibilité des prestataires

H : Conception du pilote

I : Systèmes d'information (SI)

J : Retard d'adaptation des appareils

K : Non-couverture des coûts des ELD

Note :

A l'échelle du projet, l'impact de ce dernier facteur de risque est faible car le coût pour les réseaux des ELD et les installations intérieures raccordées représente moins de 1 M€. Cependant, il pourrait déséquilibrer financièrement les concessions concernées, et mérite donc une attention particulière.

En effet, pour les ELD au tarif commun (Gazélec de Péronne) ou non péréqué (SICAE de la Somme et du Cambrasis), le coût de la conversion pourrait représenter un montant important que le cadre tarifaire actuel ne prévoit pas de couvrir à ce stade.

De plus, compte tenu du faible nombre de clients concernés, le fait d'augmenter les tarifs pour couvrir les coûts de conversion pourrait fortement dégrader la compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies.

Commentaire GRDF :

Un risque identifié par GRDF semble ne pas avoir été complètement repris dans l'analyse de risques d'E-Cube. Il s'agit du risque intitulé « Relations avec les parties prenantes externes ». Il existe plusieurs facteurs de risques autour de ce risque :

- risque de dégradation de la relation avec les Collectivités Locales, les autorités publiques, les filières professionnelles ce qui pénaliserait d'autres activités (notamment le développement des usages du gaz).
- risque de modification du scénario retenu dans le plan de conversion (actuellement en cours d'exécution) suite à un nouveau texte, ou un blocage sur les évolutions réglementaires envisagées, avec un impact fort sur le planning, les coûts...

Réponse E-CUBE :

- La « dégradation de la relation » est reprise dans le facteur de risques F (« difficultés techniques, relationnelles et juridiques »). E-CUBE précise ce facteur de risques en ajoutant qu'il peut concerner les pouvoirs publics et les collectivités locales
- Dans le facteur de risques F, E-CUBE mentionne que « ces difficultés pourraient nécessiter de faire évoluer le cadre réglementaire actuel ». Pour le reste, l'analyse d'E-CUBE porte uniquement sur le cadre réglementaire actuel.

Facteurs de risques spécifiques à Storengy

L : Réduction ou étalement de la bulle de gaz

M : Modifications des conditions au PITS

Facteurs de risques spécifiques à GRTgaz

GRTgaz a fourni une analyse de risques détaillée des projets d'investissement engagés pendant la phase pilote (Brouckerque, Arleux, Valhuon, Diéval, Gravelines, Canalisation Brouckerque-Spycker).

A l'exception du premier facteur, traité plus haut, tous ces facteurs de risque entrent dans le cadre de la gestion habituelle des projets de GRTgaz ; ils ne sont donc pas repris en détail ici. L'analyse de risques détaillée et les actions mises en place semblent pertinents. Pour l'instant, aucun retard n'est à

constater par rapport au planning des conversions prévues en phase pilote, et les travaux ont débuté dans les délais prévus sur plusieurs sites (Valhuon, Arleux).

Mesures d'efficacité et de coordination entre gestionnaires d'infrastructures

A ce stade, deux dispositions de coordination formelle sont prévues entre les parties prenantes du projet :

- Le Comité de coordination, dont l'existence est prévue par l'article 8 du Décret n°2016-348 du 23 mars 2016.
- La convention de coordination entre GRTgaz et GRDF, qui aura pour objectifs de préciser les modalités d'échange d'informations entre le transporteur et le distributeur sur différents sujets. Une première version, valable pour la phase pilote, est en cours d'élaboration ; elle sera adaptée pour la phase de déploiement.

Recommandations

E-CUBE émet un certain nombre de recommandations, certaines portant sur l'ensemble du projet (gouvernance du projet, dispositif de gestion des risques...), d'autres propres à certains opérateurs.

Celles qui portent sur l'ensemble du projet sont résumées ci-dessous :

- Gouvernance du projet
 - Faire en sorte que la convention de coordination entre GRDF et GRTgaz couvre les sujets listés au paragraphe 10.1.2⁶
 - Clarifier les responsabilités entre opérateurs en incluant les ELD et Storengy
 - Intégrer durant la phase de déploiement Storengy et les 2 ELD aux dispositifs prévus par la convention de coordination entre GRTgaz et GRDF
 - Mettre à disposition du comité de coordination un retour d'expérience formalisé et des mises à jour régulières du plan de conversion
 - Mettre en place des échanges entre GRD⁷ belges, allemands et français afin de partager le retour d'expérience et les bonnes pratiques.
 - Réaliser un exercice annuel de mise à jour des coûts du projet
- Dispositif de gestion des risques
 - Mettre en place une instance de gestion des risques à l'échelle du projet de conversion dans son ensemble, qui réunirait la CRE, les pouvoirs publics et les opérateurs concernés, avec pour objectifs de définir le dispositif de gestion des risques, et de le faire fonctionner.
- Phase pilote
 - Créer des scénarios détaillés d'accélération dès 2018, en étudiant les coûts associés
 - Etudier à l'issue de la phase pilote l'opportunité des investissements pour utiliser le mélangeur de Gournay et fiabiliser celui de Taisnières, à la lumière de la qualité constatée du gaz B+.

Les recommandations propres aux différents opérateurs sont présentées en détail dans la partie 11.

⁶ GRTgaz et GRDF sont les deux opérateurs concernés par la conversion en phase pilote. Les autres (Storengy, Gazélec de Péronne, SICAE de la Somme et du Cambrasis) seront concernés en phase de déploiement.

⁷ Les GRT participent régulièrement aux échanges concernant le gaz B dans le cadre de la « Gas Platform », qui réunit les pouvoirs publics des Pays Bas, de l'Allemagne, de la Belgique, du Luxembourg et de la France. Par ailleurs, un accord de collaboration relatif à la conversion du gaz B au gaz H en Belgique et en France a été conclu entre Gasunie Transport Services, Fluxys et GRTgaz.

Benchmark des autres pays consommant du gaz B

Contexte général

Le gaz B alimente un réseau spécifique qui couvre une partie des Pays-Bas, de la Belgique, du nord-ouest de l'Allemagne et du nord de la France.

Les éléments de benchmark présentés ne peuvent pas tous être comparés directement au cas français en raison des nombreuses différences de contexte entre les pays.

Pays-Bas

A ce stade, aucune décision n'a été prise aux Pays-Bas sur les modalités d'adaptation à la décroissance de production du gaz B. Il est probable que les autorités néerlandaises, qui disposent d'une certaine marge de manœuvre grâce à la capacité de conversion installée sur leur réseau, ne prendront de décision finale qu'après avoir observé les évolutions des prochaines années dans les pays voisins.

Allemagne

La première version du plan de conversion a été publiée en 2014, dans le cadre du plan de développement du réseau de transport de gaz, par la FNB (association des GRT allemands), qui a reçu la responsabilité de l'élaborer.

L'Allemagne est le pays le plus avancé dans la conversion de son réseau de gaz B. Deux projets pilotes de conversion ont en effet déjà été réalisés avant 2017, à Schneverdingen (~ 6 000 clients en 2015) puis à Walsrode et Fallingbostal (~ 10 000 clients en 2016). A la suite de ces deux secteurs pilotes, plus de 75 000 clients doivent être convertis en 2017.

Les premiers projets pilotes se sont passés sans problème technique ou organisationnel majeur. Cependant, l'année 2017 est celle où les premières villes de grande taille commencent à être converties (ex : Brême) et où le nombre de conversions augmente de façon significative.

L'Allemagne n'a pas prévu de plan alternatif dans le cas où l'approvisionnement en gaz B des Pays-Bas décroîtrait plus vite ou s'arrêterait plus tôt que prévu.

Les GRD allemands ont prévu de réaliser la conversion par sous-secteurs de 10 000 à 40 000 clients. La principale contrainte pour la taille des sous-secteurs est le délai d'adaptation avant et après le changement de gaz.

Les GRD ne conservent généralement que les tâches non externalisables, c'est-à-dire la coordination globale des prestataires et la communication avec les autres acteurs du projet (GRT, régulateurs, DVGW etc). Trois ensembles de tâches sont externalisées : le management de projet, le recensement / adaptation et les contrôles.

Aucun des GRD allemands étudiés ne prend en compte les Prestataires Habituels d'Entretien (PHE) dans l'attribution des prestations de recensement/adaptation. Les discussions entre les GRD (au sein de l'ARGE EGU, association de GRD allemands concernés par la conversion gaz B-H) et les PHE ont montré que ceux-ci n'étaient généralement pas intéressés par le marché du plan de conversion.

Le risque de d'indisponibilité de prestataires anticipé dès 2015 en Allemagne s'est matérialisé dès 2017 à cause du faible nombre d'entreprises certifiées et de la croissance du rythme de conversion.

Le coût total est estimé à 2,2 Mds€⁸ au maximum, dont ~70% pour les GRD. Le projet de conversion ayant déjà débuté en Allemagne depuis 2015, plusieurs appels d'offres (AO) relatifs aux étapes techniques de la conversion ont déjà été attribués par les GRD. Les prix estimés à date sont :

- Management de projet : entre 52 et 80€ par client.

⁸ Source : Haustechnik Dialog, the market revolution of L-to-H-gas, 2016

- Recensement et adaptation : entre 190 et 340€ par client.
- Contrôles : entre 175 et 235€ par client.

Le cadre réglementaire allemand concernant la conversion ne précise pas comment sera calculée la compensation des opérateurs de stockage ; aussi, des discussions sont en cours entre les opérateurs de stockage et la BNetzA pour en déterminer les modalités.

Belgique

Synergrid, fédération des gestionnaires de réseaux électricité et gaz en Belgique, a créé un groupe de travail composé d'un membre de chaque opérateur concerné et de gas.be afin d'élaborer une solution technique pour la conversion en Belgique.

En aval du compteur, la responsabilité des travaux nécessaires incombe aux clients. Comme la loi belge stipule que l'ensemble des appareils vendus en Belgique doivent être compatibles avec les deux types de gaz (B et H) depuis 1978, l'ampleur des travaux d'adaptation devrait être limitée.

Les autorités publiques, les fournisseurs de gaz, la filière des chauffagistes et les gestionnaires de réseau sont chargés de communiquer les informations relatives au changement de gaz auprès des clients afin qu'ils puissent faire réaliser à temps les actions nécessaires sur leurs installations.

Le plan de conversion « indicatif » présenté par Synergrid concerne les 1,6 millions de clients (~50% des consommateurs de gaz du pays) actuellement raccordés au réseau de gaz B, qui utilisent au total ~ 2,8 millions d'appareils à gaz. Ces clients sont répartis inégalement entre les différentes régions belges, avec 60% en Flandre, 30% à Bruxelles-Capitale et 10% en Wallonie.

Les 5 principaux GRD de gaz de Belgique sont concernés : Eandis, Infrax, Sibelga, Ores et Resa. Le nombre de clients varie de 2 000 pour Résa à 860 000 pour Eandis.

Les modalités opérationnelles de ce processus telles que définies par le plan actuel sont différentes du cas français, car les clients belges sont directement responsables de l'ensemble des travaux à réaliser chez eux, et doivent donc organiser les visites de « vérification » et d'adaptation eux-mêmes.

De plus, comme la réglementation prévoit une visite obligatoire de contrôle périodique de chaque chaudière à gaz tous les 2 ou 3 ans selon les régions, Synergrid recommande de coupler la visite de vérification et d'adaptation avec celle du contrôle périodique.

Synergrid estime le coût total maximal du projet de conversion à 500 M€.

2 Contexte et objectifs de l'étude

2.1 Contexte

La production de gaz B, issue des champs de production allemands et néerlandais (en particulier Groningue), diminue et son exportation vers la Belgique et la France doit s'éteindre à la fin des années 2020. Ce gaz, qui présente un pouvoir calorifique inférieur au gaz des autres gisements du monde (gaz H), alimente un réseau spécifique qui couvre une partie des Pays-Bas, de la Belgique, du nord-ouest de l'Allemagne et du nord de la France.

Dans ce contexte, les gestionnaires d'infrastructure de ces pays ont établi des plans pour convertir les infrastructures du réseau de gaz B au gaz H. Certains, comme l'Allemagne, les ont déjà engagés.

En France, 1,2 millions de clients actifs⁹ sont actuellement reliés au réseau de gaz B et consomment 45 TWh/an, représentant 10% de la consommation nationale. Ce projet concerne 5 gestionnaires d'infrastructure : Storengy (pour le stockage de Gournay), GRTgaz, GRDF et deux ELD (SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne). Ceux-ci ont constitué un plan de conversion de la zone B qui en décrit les modalités de mise en œuvre, en distinguant une phase pilote (2016-2020) et une phase de déploiement (2021-2029).

E-CUBE Strategy Consultants a été mandaté par la CRE pour réaliser une évaluation économique et technique de ce plan

2.2 Objectifs

Ce rapport vise à fournir à la CRE une analyse critique lui permettant de porter un jugement sur :

- La pertinence technique et l'adéquation au besoin des mesures envisagées par les gestionnaires d'infrastructures, qui doivent permettre d'assurer le bon fonctionnement du marché du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals : bon fonctionnement et équilibrage des réseaux, continuité du service d'acheminement et de livraison du gaz, sécurité des biens et des personnes
- Le niveau et l'efficience des coûts présentés

⁹ Les clients actifs sont ceux dont la consommation de gaz est non nulle

3 Approche et méthodologie

3.1 Benchmark

Cette étude s'appuie notamment sur l'analyse de données concernant les plans de conversion dans les autres pays concernés, ainsi que des avis d'acteurs français. E-CUBE a notamment réalisé plusieurs entretiens avec les parties prenantes suivantes :

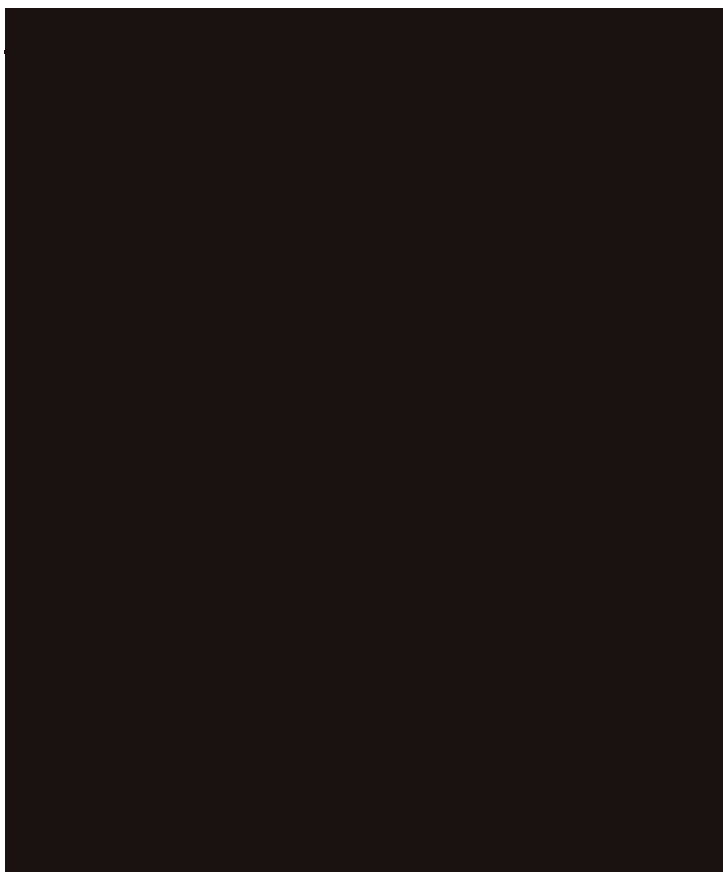


Illustration 2 : Liste des organismes avec lesquels des entretiens ont été réalisés

3.2 Déroulement des travaux

Ce document s'appuie sur des entretiens réalisés avec les opérateurs d'infrastructures concernés : GRDF, GRTgaz, Storengy, le Gazélec de Péronne, et la SICAE de la Somme et du Cambrasis.

Organisme	Principaux interlocuteurs
GRDF	Laurent Hubert, Catherine Martin-Fournier
GRTgaz	Rémy Champavère, Frédéric Folscheid
Storengy	Sébastien Lacombe, Aurélie Le Maitre, Philippe Meynard

Gazélec de Péronne Frédéric Hemmerling

**SICAE de la Somme et
duCambrasis** Christophe Dufour

Illustration 3 : Liste des entretiens réalisés avec les opérateurs d'infrastructures

4 Description et analyse critique du projet industriel de GRDF

En juillet 2017, GRDF a proposé une estimation détaillée des coûts de la conversion de son réseau et des installations intérieures raccordées, qui complète et précise le plan de conversion remis aux pouvoirs publics en 2016. Cet ensemble de documents est désigné par « plan initial » dans la suite du rapport.

La réflexion de GRDF étant encore en cours sur un certain nombre de sujets, E-CUBE a tenu compte des derniers éléments fournis par GRDF, qui modifient parfois le plan initial.

4.1 Choix techniques

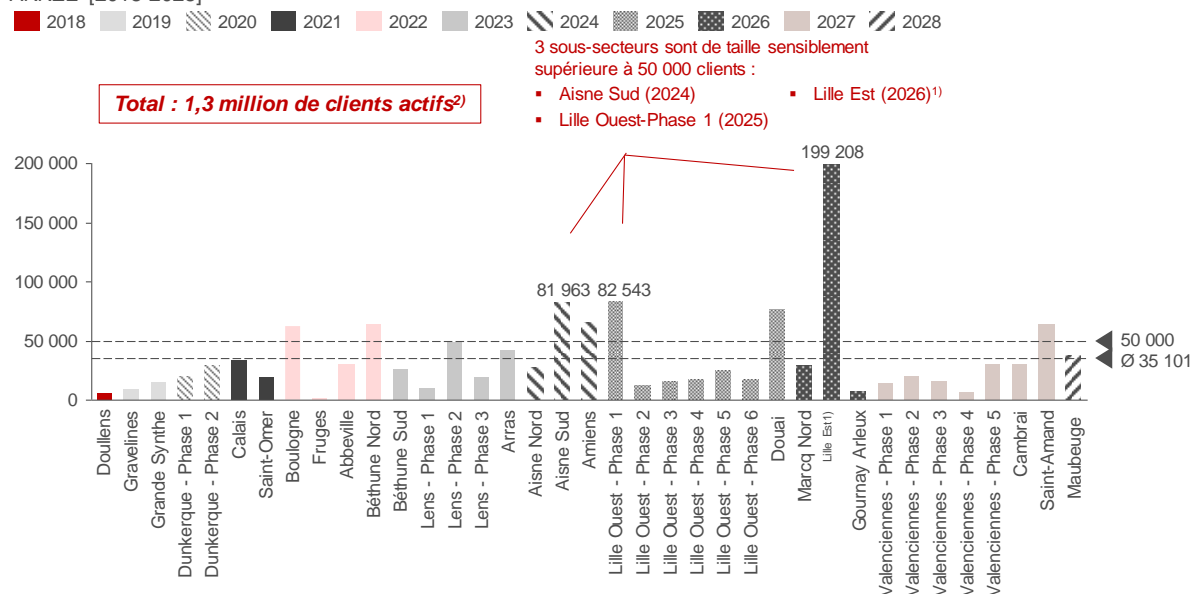
4.1.1 Sous-secteurs de conversion

4.1.1.1 Description

Afin de pouvoir convertir graduellement le réseau de gaz B, les opérateurs ont segmenté les réseaux de transport et de distribution de gaz B en une vingtaine de secteurs. Ces secteurs sont des portions de réseau (généralement des antennes du réseau de transport avec leurs ramifications) que les opérateurs souhaitent isoler successivement du reste du réseau pour les convertir au gaz H. Chaque secteur doit être converti en une année. A ce stade, il est prévu que les conversions aient lieu autant que possible durant l'été gazier (entre avril et octobre inclus d'une année). GRDF prévoit, dans le cadre du pilote, d'examiner la possibilité de faire des conversions en dehors de l'été gazier. Par ailleurs, plusieurs secteurs peuvent être convertis au cours d'une même année.

Au sein de ces secteurs, GRDF prévoit de « phaser » la conversion par sous-secteurs, de taille inférieure à 50 000 clients dans la mesure du possible. Un sous-secteur est une partie d'un secteur sur laquelle le passage au gaz H s'effectuera « d'un coup », c'est-à-dire sans discontinuité temporelle par manœuvre d'une vanne. A date, 3 sous-secteurs restent cependant de taille sensiblement supérieure à 50 000 clients : Aisne Sud, Lille Ouest-Phase 1, Douai et Lille-Est (voir Illustration 1). La taille de ceux-ci ne peut pas être réduite sans investissements importants sur le réseau de transport, en raison de la configuration des réseaux B et H dans la région (faible maillage, grand nombre d'antennes). GRDF prévoit de convertir ces 3 sous-secteurs entre 2024 et 2026.

ESTIMATION¹⁾ DU NOMBRE DE CLIENTS GRDF À CONVERTIR PAR SECTEUR OU SOUS-SECTEUR ET PAR ANNÉE [2018-2028]



1) La conversion de Lille-Est fait encore l'objet d'études chez GRDF afin de déterminer si une décomposition plus avancée en sous-secteurs est possible
 2) Ce chiffre n'inclut pas les clients inactifs et improductifs, ni les clients des ELD ni de GRTgaz
 3) Estimation réalisée par E-CUBE à partir du croisement de données fournies par GRDF
 Source : GRDF, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 2 : Taille des sous-secteurs prévus par GRDF en nombre de clients actifs à convertir

Pour définir la taille maximale de 50 000 clients, GRDF s'est basé sur le retour d'expérience de la conversion du réseau de gaz B dans l'Est de la France dans les années 1980. Chacun des 17 secteurs comptait alors ~30 000 clients en moyenne. Les sous-secteurs les plus importants étaient ceux de Reims (52 000 clients) et Nancy Intra-muros (52 000 clients) dont la conversion s'est déroulée en 1983 et 1984, soit au milieu de la période (1981-1986).

4.1.1.2 Analyse critique

La décomposition en sous-secteurs de taille limitée paraît pertinente car elle présente plusieurs avantages :

- Limiter le nombre de prestataires nécessaires pour les interventions d'adaptation, en particulier celles qui doivent être réalisées peu de temps avant ou après le passage au gaz H.
- Conserver la possibilité de repasser rapidement le sous-secteur en gaz B si nécessaire (réversibilité), par exemple en cas de nombre élevé de problèmes sur les appareils.
- Limiter la durée pendant laquelle certains appareils fonctionnent en conditions « dégradées » (réglés pour le gaz H mais alimentés en gaz B+).

En Allemagne et en Belgique, les GRD ont aussi organisé la conversion en sous-secteurs :

- En Allemagne, les GRT ont donné pour consigne que la taille de chaque secteur de conversion soit comprise entre 10 000 et 40 000 clients.
- A Bruxelles, il était initialement prévu que les sous-secteurs du GRD Sibelga comptent 10 000 clients en moyenne.

Cependant, les réseaux belges et allemands sont plus « maillés » que le réseau de gaz B français, ce qui facilite la création de sous-secteurs de plus faible taille.

Même si le chiffre de 50 000 clients par sous-secteur est légèrement supérieur à la moyenne allemande, il paraît pertinent car la conversion du réseau de gaz B dans l'Est de la France incluait plusieurs sous-secteurs de taille légèrement supérieure à 50 000 clients.

A ce stade, il semble pertinent de ne pas prévoir d'investissement important pour réduire la taille des 3 sous-secteurs qui dépassent largement 50 000 clients (Aisne Sud, Lille Ouest-Phase 1 et Lille Est). Cependant, la phase pilote devra permettre d'établir la faisabilité de convertir des sous-secteurs d'une telle taille. Concernant le sous-secteur de Lille-Est, une solution alternative est à l'étude au cas où il s'avèrerait nécessaire de le subdiviser. Elle consisterait à créer une canalisation entre Lille Est et le réseau du GRT belge Fluxys, pour un coût estimé entre ~20 et 30 M€ (estimation préliminaire).

Par ailleurs, il semble pertinent d'examiner la possibilité de faire des conversions en dehors de l'été gazier, comme l'envisage GRDF, ce qui pourrait contribuer à limiter les risques de retard par rapport au plan de conversion.

4.1.2 Répartition par année des conversions de clients

4.1.2.1 Description

Le plan de conversion donne une première estimation du nombre de clients à convertir par année, mais les opérateurs pourraient modifier ce rythme si nécessaire.

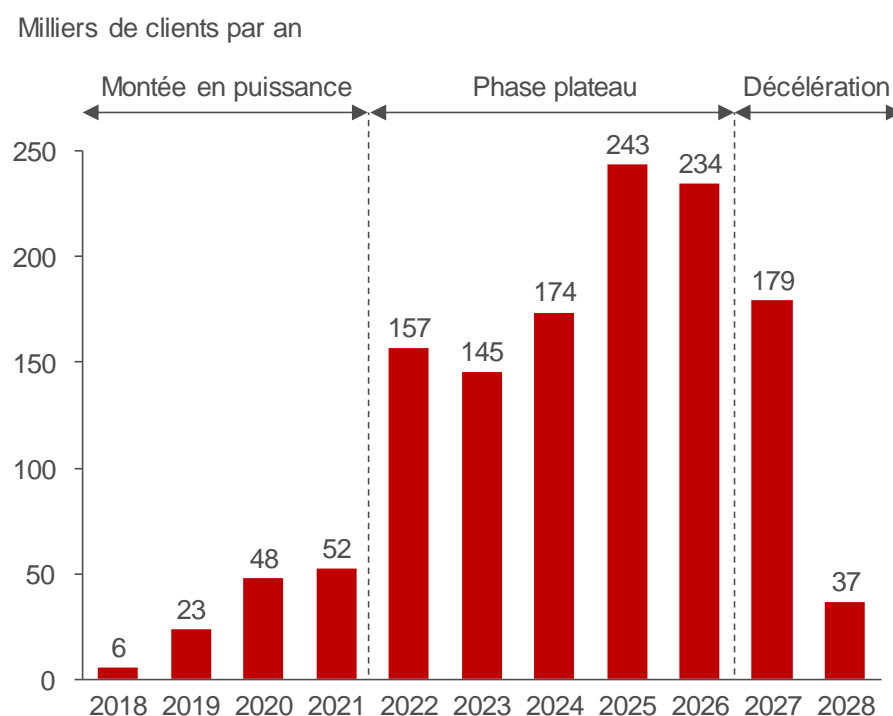
Au total, GRDF estime que ~1,6 million de clients raccordés au réseau de distribution de la zone B seront sujets à la conversion au gaz H (en incluant une prévision de croissance du nombre de clients de 1% par an, conforme à l'historique de la région des Hauts-de-France de 2015 et 2016), dont ~1,5 million de clients résidentiels, ~75 000 clients tertiaires et ~10 000 clients industriels.

Parmi les ~75 000 clients tertiaires, GRDF estime que ~50% sont « avec process », c'est-à-dire qu'ils consomment du gaz pour des process spécifiques qui sont des usages autres que le chauffage des locaux ou la production d'eau chaude sanitaire. Le total de clients avec process est donc de ~48 000 (~10 000 industriels + ~38 000 tertiaires).

Enfin, GRDF estime que ~300 000 des 1,6 million de clients sont « inactifs » (c'est-à-dire qu'ils ne consomment plus de gaz et n'ont plus de contrat de fourniture) ou « improductifs » (c'est-à-dire qu'ils n'ont plus de compteur).

A ce stade, le plan de conversion prévoit la répartition suivante des conversions sur la période 2018-2028 (voir Illustration 2) :

- Montée en puissance entre 2018 et 2021.
- Plateau entre ~140 000 et ~250 000 clients convertis par an (2022 à 2026).
- Diminution du rythme à la fin de la période (2027-2028).



Source: GRDF (septembre 2017), Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 3 : Nombre de clients actifs gaz B convertis en France selon le plan de conversion

On peut estimer le rythme maximal d'adaptations sur la période à ~8 000 adaptations/semaine (pour ~240 000 clients en 2025 avec une hypothèse de période d'adaptation de 30 semaines d'avril à octobre inclus).

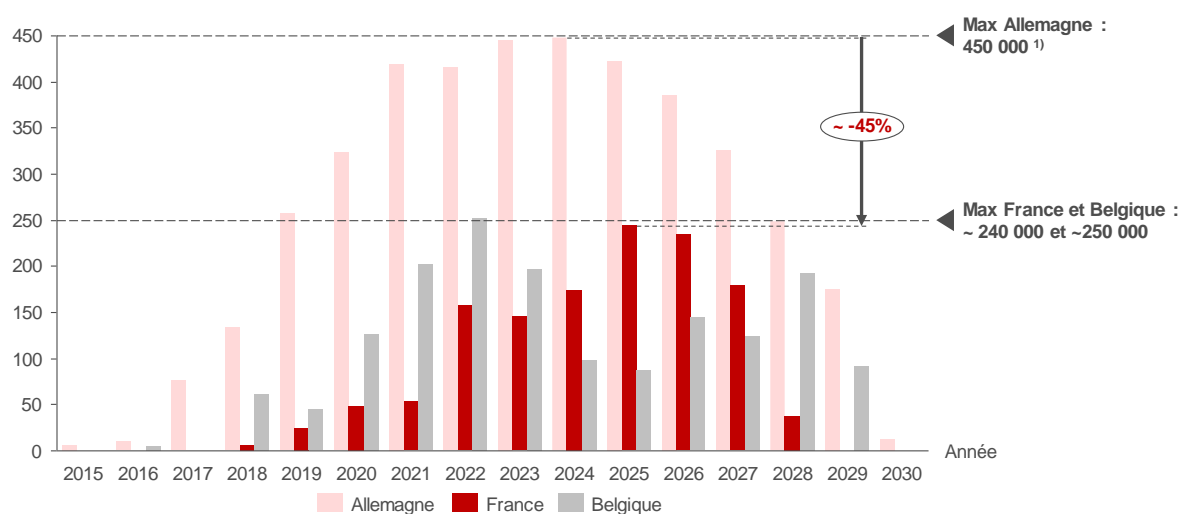
Le rythme d'adaptations prévu pour le secteur de Doullens est de 340 par semaine. GRDF n'a pas défini le rythme pour les autres secteurs pilotes, mais envisage un rythme soutenu sur le secteur de Dunkerque (conversion prévue en 2020) afin de tester les conditions des années où le rythme est le plus soutenu.

4.1.2.1 Analyse critique

La répartition par année des conversions de clients en France suit un profil similaire à celui défini en Allemagne et en Belgique, et semble pertinente. En particulier, elle permet de conserver une marge de sécurité en cas de retard par rapport au plan initial, grâce au fait qu'aucune conversion n'est prévue en 2029 (date prévue d'arrêt des exportations de gaz B par les Pays-Bas).

Le nombre maximal annuel prévu de conversions de clients en France est similaire à la Belgique, mais inférieur de ~45% à l'Allemagne (voir Illustration 3). Ce chiffre n'est cependant pas directement comparable entre pays, car il dépend du nombre total de clients à convertir, qui est proche entre la France et la Belgique (~ 1,6 million), mais nettement plus élevé en Allemagne (~4,9 million).

Milliers de clients par an



1) Pour l'Allemagne, un facteur standard de 1,25 a été appliqué entre le nombre de clients et le nombre d'appareils (Source : Tender « Project mangement & quality assurance for the L/H Gas-Adjustment project » - Stadtwerke Böhmetal GmbH)

Source: FNB (mars 2017), GRDF (septembre 2017), Brugel (octobre 2016)

Illustration 4 : Nombre de clients actifs gaz B convertis en Allemagne, en France et en Belgique

Pour augmenter le rythme de conversion, en première approche, il suffit d'augmenter le nombre de prestataires engagés pour convertir plus de secteurs par année. Cependant, certains facteurs pourraient limiter la portée de cette analyse :

- Préavis nécessaire pour les clients industriels : GRDF prévoit d'informer chaque client industriel « par courrier sur sa période de conversion prévue, au plus tard 18 mois avant cette période » ; GRTgaz souhaite informer ses clients 2 ans à l'avance.
- Avancement des travaux sur le réseau de distribution : réglage ou changement de pièce pour modifier la pression au niveau des CI/CM (Conduite d'Immeuble/Conduite Montante – à l'intérieur d'un immeuble) ou des PDR (Poste de Détente Réseau – entre les réseaux MPB et BP).
- Nombre et taille des entreprises prestataires mobilisables sur un secteur ou un ensemble de secteurs. Tant le nombre de clients total à convertir dans l'année que la taille maximale des sous-secteurs dimensionnent le nombre d'intervenants nécessaires pour l'adaptation.
- Quantité de travail réalisable par intervenant par jour.
- Dimensionnement des équipes GRDF : ressources dédiées au pilotage du projet, aux travaux sur le réseau, voire à l'ordonnancement s'il n'est pas externalisé.

Fixer des objectifs de calendrier ambitieux pour la conversion de certains secteurs ou sous-secteurs durant la phase pilote permettrait de préciser les valeurs de ces facteurs limitants, afin d'estimer le nombre maximal de clients qu'il est possible de convertir par an. De plus, cela permettrait de tester le rythme maximal de recensement et d'adaptation (en nombre de recensements ou d'adaptations par semaine).

Ce test paraît d'autant plus important que la conversion française des années 1980 et les premières expériences en Allemagne n'ont pas permis de valider la possibilité de convertir des sous-secteurs de taille très supérieure à 50 000 clients.

Le pilote pourrait également permettre d'identifier les périodes de l'année les plus favorables au changement de gaz : ce paramètre, s'il restreint la période de conversion, pourrait devenir une contrainte pour le rythme maximal de conversions annuelles à définir.

Les périodes optimales sont *a priori* durant les intersaisons, qui sont privilégiées par la plupart des distributeurs allemands. En effet, en hiver, les coupures de gaz (par exemple à l'occasion du changement de détendeur) auraient un effet plus fort sur le confort des clients, et l'impact du fonctionnement des appareils en mode dégradé (ex : alimentation en gaz B+ d'un appareil réglé pour le gaz H) pourrait être aggravé à cause de leur utilisation soutenue. Par ailleurs, au cœur de l'été (juillet-août), le nombre de clients absents pour congés sera plus élevé, ce qui risque de faire obstacles aux opérations d'adaptation qu'il est nécessaire d'effectuer juste avant ou après le passage au gaz H.

4.1.3 Recours au gaz B+

4.1.3.1 Description

Les quatre pays concernés par la baisse d'approvisionnement de gaz B (Allemagne, Belgique, France, Pays-Bas) ont à ce stade opté pour des scénarios techniques différents :

- En France, les secteurs en cours de conversion seront alimentés par du gaz dont l'indice de Wobbe se situe dans la partie haute de la plage autorisée (qualité « B+ », voir Illustration 4). A cette fin, et à la demande des parties prenantes françaises, la réglementation néerlandaise prévoit depuis avril 2016 que le gaz exporté depuis les Pays-Bas vers la Belgique et la France respecte cette qualité.
- En Belgique, le gaz B importé des Pays-Bas est de qualité B+ en raison de la demande des parties prenantes françaises, comme expliqué ci-dessus. Cependant, cette modification de qualité n'a pas fait l'objet d'une demande des parties prenantes belges.
- En Allemagne, la norme de qualité du gaz B n'a pas varié. En effet, la présence de capacités de production dans le pays rend difficile de garantir une qualité B+.
- Aux Pays-Bas, le projet de conversion n'est pas encore arrêté, mais une étude commandée par les pouvoirs publics ¹⁰ recommandait en 2016 de conserver le réseau de gaz B en l'état et de l'alimenter en convertissant du gaz H en gaz B.

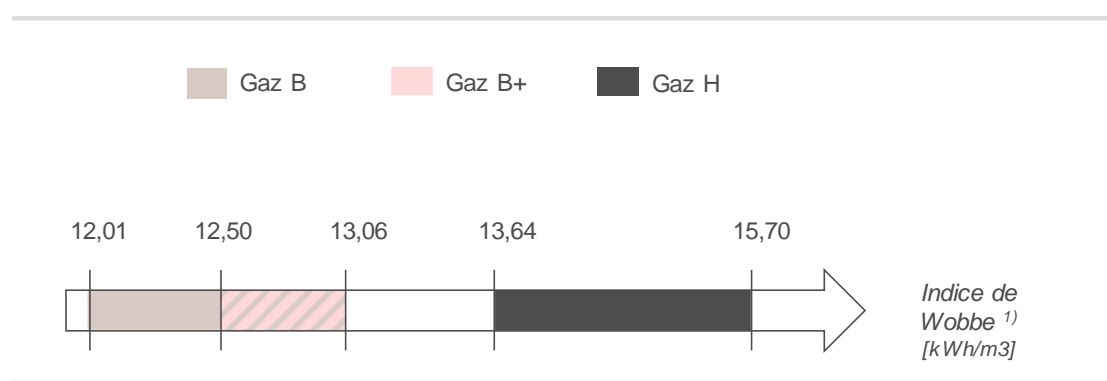


Illustration 5 : Indice de Wobbe des qualités de gaz en France [kWh/m³]

¹⁰ Source : Alternatives for dealing with limited G-gas supply post 2030, DVN-GL, 2016

4.1.3.2 Analyse critique

Les principaux avantages attendus du passage par une phase intermédiaire au gaz B+ sont les suivants :

- Le gaz B+ permet de limiter les risques CO pendant la période dite « phase intermédiaire » (c'est-à-dire lorsque l'appareil est alimenté en gaz B+ tout en étant réglé pour le gaz H). En effet, un appareil réglé pour le gaz H produit moins de CO s'il est alimenté par du gaz B+ que par du gaz dont l'indice de Wobbe correspond au bas de la plage B, car l'indice de Wobbe du gaz B+ est plus proche de celui du gaz H.
- Dans le cas de certains appareils, le recours au gaz B+ permet un fonctionnement avec un réglage en gaz H avant le passage en gaz H, car le risque d'émission de CO en « phase intermédiaire » demeure limité¹¹. Cela assouplit les contraintes pour l'adaptation, notamment en ouvrant la possibilité d'adapter des appareils au gaz H avant le passage au gaz H. Ceci présente deux avantages :
 - o Cela atténue le risque de retard car l'adaptation requiert de mobiliser moins d'intervenants pendant le « pic » de main d'œuvre autour de la date de changement de gaz. En effet, le nombre nécessaire d'intervenants est directement lié aux délais imposés pour effectuer l'adaptation, que le gaz B+ permet d'élargir. A titre d'exemple, en Allemagne, les délais d'adaptation plus courts qu'en France pour un certain nombre d'appareils contribuent au problème de manque de main d'œuvre, en imposant de solliciter sur une courte période un nombre important d'intervenants, et représentent ainsi un des risques majeurs de retard du projet de conversion.
 - o Pour la même raison, cela peut réduire les coûts : plus le nombre nécessaire d'intervenants est élevé, plus le coût unitaire moyen des prestataires sélectionnés par appel d'offres tend à être élevé.

Cependant, le fait d'adapter les appareils au gaz H plus longtemps avant le passage au gaz H peut entraîner une plus longue exposition à des émissions de CO plus élevées qu'en fonctionnement normal (réglage au gaz H et alimentation au gaz H), bien que respectant les normes, une dégradation prolongée du confort liée à la perte de puissance ainsi qu'une détérioration physique de certaines pièces (brûleurs par exemple)¹².

Néanmoins, E-CUBE considère que le passage par une phase intermédiaire au gaz B+ représente la solution technico-économique optimale. De plus, la conversion d'une partie du réseau de gaz français du gaz B au gaz H dans les années 1980 a permis d'en démontrer la faisabilité.¹³

4.1.4 Séquencement des étapes techniques

Le processus technique prévu par GRDF pour les clients particuliers est le suivant :

- **Recensement** : en premier lieu, un recensement est effectué lors d'une visite chez le client.
 - o Il a pour objectif d'identifier les actions à effectuer sur l'installation avant et après le changement de gaz :

¹¹ Selon les résultats de tests de chaudières réalisés par le CRIGEN entre 2014 et 2016, c'est le cas par exemple pour certains modèles de chaudières à condensation

¹² Ce risque a été identifié par le CRIGEN en 2015 concernant certains modèles de chaudières à condensation (possible détérioration de brûleur pendant la période intermédiaire en raison de la production de méthane imbrûlé)

¹³ A cette période, l'indice de Wobbe moyen du gaz intermédiaire était de 12,97 kWh/m³, soit dans la moyenne de celui du gaz B+ mesuré à l'entrée du réseau GRTgaz en 2017 (estimé entre 12,87 et 13,07 kWh/m³ sur la base des données de Pouvoir calorifique Supérieur (PCS) et d'un ratio de 1,26 entre le PCS et l'indice de Wobbe).

- Soit des actions visant à adapter au gaz H des appareils consommant du gaz qui sont en état normal de fonctionnement : par exemple, régler la combustion ou changer des pièces (injecteur ou diaphragme par exemple).
 - Soit des actions qui sont nécessaires pour traiter certaines non-conformités, par exemple remplacer un robinet à bout soudé. Le client doit faire réaliser ces actions à ses frais avant le changement de gaz et/ou l'adaptation de ses appareils.
 - Pour identifier ces actions, le recensement établit précisément quels sont les appareils utilisés par le client afin d'identifier les besoins d'adaptation occasionnés par le passage au gaz H. L'identification des chaudières requiert de lire la plaque signalétique, souvent placée à l'intérieur de l'appareil. A ce stade, GRDF envisage de demander au prestataire de recensement de prendre une photo de cette plaque signalétique et de la télécharger dans le système d'informations du projet.
- **Réglage de pression** : en deuxième lieu, la pression d'alimentation en gaz B du client est abaissée de 25 à 20 mbar, ce qui correspond à la pression d'alimentation du gaz H en fonctionnement normal. Cette étape se fait en adaptant ou en remplaçant le détendeur du client s'il est alimenté en Moyenne Pression B (MPB), ou bien en abaissant la pression du Poste de Détente Réseau (PDR) si le client est alimenté en Basse Pression (BP), ce qui se traduit par un réglage, un remplacement de pièce ou un renouvellement du poste.
- **Adaptation** : Enfin, le parc des appareils consommant du gaz est adapté (avant ou après le changement de gaz). L'adaptation consiste en des actes techniques différents suivant les appareils. Il s'agit généralement d'ajuster le mélange gaz/air de manière à ce que la combustion soit efficace et génère le moins possible de gaz toxiques, en particulier de CO (monoxyde de carbone). Suivant les appareils, cet ajustement peut par exemple consister à modifier des réglages en contrôlant les produits de combustion, ou à remplacer certaines pièces (ex : diaphragme). Certains appareils ne nécessitent pas d'adaptation : c'est notamment le cas des appareils de cuisson. D'autres peuvent nécessiter deux visites d'adaptation, avant et après le changement de gaz, pour limiter les émissions de CO.
- **Changement de gaz** : Cette étape, qui intervient avant ou après la visite d'adaptation suivant les clients, consiste à faire entrer le gaz H dans un secteur ou sous-secteur. A l'ouverture d'une vanne, le gaz H s'écoule dans les canalisations et se substitue progressivement au gaz B au fur et à mesure que ce dernier est consommé. Cette étape peut nécessiter une coordination entre le GRT et le GRD.

GRDF prévoit de sous-traiter à des prestataires les étapes de recensement, de réglage de la pression¹⁴ (sauf pour les clients raccordés en BP) et d'adaptation.

4.1.4.1 Séquencement du réglage de la pression et de l'adaptation des appareils

4.1.4.1.1 Description

GRDF souhaite régler la pression avant que l'adaptation des appareils soit effectuée. Les délais entre les deux opérations varieront selon le réseau auquel le client est raccordé :

- Pour les clients raccordés au réseau Moyenne Pression B (MPB), GRDF souhaite réaliser le réglage de la pression juste avant l'adaptation, au cours d'une même visite (le détendeur étant soit sur le site du client, soit très proche).

¹⁴ Pour les clients raccordés au réseau MPB, le réglage de pression consiste à changer le détendeur du client

- Pour les clients raccordés au réseau basse pression (BP), GRDF souhaite conserver cet ordre mais devra effectuer 2 interventions séparées : l'une pour abaisser la pression au niveau du Poste de Détente Réseau (PDR) à la frontière des réseaux MPB et BP, puis une autre chez les clients, pour l'adaptation des appareils.

Note : Pour les clients n'ayant aucun appareil à adapter, GRDF prévoit qu'un prestataire vérifie que les appareils fonctionnent correctement après la modification de pression (niveau de production de CO, bruit etc) et qu'aucun nouvel appareil n'est utilisé par rapport au recensement.

4.1.4.1.2 Analyse critique

Cette analyse distingue les appareils qui sont impactés par le réglage de la pression et ceux qui ne le sont pas :

- Pour les chaudières à condensation et les chaudières basse température avec régulateur, le changement de pression du gaz n'a aucun impact sur le fonctionnement car un régulateur intégré à la chaudière effectue une détente à la pression nécessaire. Le séquençement temporel entre le réglage de la pression et l'adaptation des appareils est donc indifférent sauf lorsque la pression d'alimentation de l'appareil passe en dessous de la pression réglée au niveau du régulateur de pression de la chaudière.
- Pour les appareils à brûleur atmosphérique sans régulateur de pression, le changement de pression au niveau de l'arrivée de gaz change directement le débit d'injection du gaz à l'entrée du brûleur et a donc un impact sur la combustion. Les avantages attendus de ce séquençement pour ces appareils sont les suivants :
 - o L'appareil réagira à la modification de deux paramètres modifiés lors de la conversion : celle de l'indice de Wobbe (passage du gaz B au gaz H) et celle de la pression (passage de 25 à 20 mbar). L'adaptation est donc mieux maîtrisée si elle s'effectue alors que l'un des deux paramètres est déjà modifié (en l'occurrence pression à 20 mbar).
 - o Entre le réglage de pression et l'adaptation, l'appareil se trouvera en sur-aération, ce qui est préférable à la sous-aération. En effet, en cas d'émissions de CO très élevées (> 1000 ppm), la sur-aération « souffle » la flamme donc l'appareil se met en sécurité, ce qui n'est pas le cas en sous-aération. Or, si l'adaptation était réalisée avant le réglage de pression, l'appareil se trouverait en sous-aération.

Le CRIGEN a cependant relevé un risque de sous-performance plus importante des appareils avec ce séquençement. En effet, la baisse de puissance la plus importante serait causée par la modification de la pression¹⁵. Le séquençement retenu dégraderait le confort des clients puisque les appareils n'apporteraient plus le même service (par exemple, la température maximale de l'eau d'un chauffe-eau ou la puissance des plaques de cuisson seraient plus faibles qu'avec un séquençement inverse)¹⁶.

Cependant, les inconvénients de la perte de puissance sont moins importants que le risque d'émission CO, donc le séquençement prévu par GRDF paraît préférable pour cette catégorie d'appareils.

Le séquençement du réglage pression et de l'adaptation des appareils proposé par GRDF paraît donc pertinent, car régler la pression avant d'adapter l'appareil est préférable à l'inverse pour certains appareils à brûleur atmosphérique, et indifférent pour les autres.

¹⁵ Source CRIGEN « cela [l'ordre des opérations] permettrait de diminuer la période correspondant à la baisse de puissance la plus importante (entre étape 3 et 4) [entre pression gaz et substitution du gaz] »

¹⁶ L'effet sur les coûts de fourniture de gaz serait limité, car la perte de rendement ne devrait pas dépasser 1 à 2%

Par ailleurs, concernant les clients « sans process » dont les appareils n'ont pas besoin d'être adaptés, E-CUBE estime pertinent, pour des raisons de sécurité, qu'un technicien compétent dans les installations intérieures de gaz vérifie systématiquement que les appareils utilisés par les clients fonctionnent correctement après la modification de pression, et qu'aucun nouvel appareil n'est utilisé par rapport au recensement. Cependant, la phase pilote doit permettre de déterminer si la sécurité apportée par ce choix justifie le surcoût qu'il occasionne (~[REDACTED]).

4.1.4.2 Séquencement de l'adaptation des appareils et du passage au gaz H

4.1.4.2.1 Description

GRDF travaille actuellement avec les fabricants d'appareils consommant du gaz pour déterminer, parmi les modèles qui nécessitent une adaptation¹⁷, ceux qui pourront être adaptés avant le passage au gaz H et ceux qui devront l'être après. A ce stade, GRDF ne dispose pas de statistiques sur le taux d'appareils à adapter avant et après le passage au gaz H.

4.1.4.2.2 Analyse critique

Ce travail en cours entre GRDF et les fabricants paraît fondamental car l'impact du passage au gaz H ne sera pas le même pour l'ensemble des appareils consommant du gaz. E-CUBE juge pertinente la segmentation des appareils à adapter réalisée par GRDF :

- Les appareils qui peuvent être adaptés avant le passage au gaz H, car ils respecteront les limites d'émission de CO en phase intermédiaire (réglés pour le gaz H mais alimentés en gaz B+).
- Les appareils qui pourraient nécessiter une deuxième visite après le passage au gaz H, une première ayant lieu avant le passage au gaz H. Ces deux visites seraient effectuées par le même Prestataire de Service d'Adaptation (PSA). Le besoin de réaliser deux visites sera précisé dans le manuel de conversion de l'appareil concerné ; à date, pour un certain nombre d'appareils, il n'est pas sûr qu'un réglage unique avant le passage au gaz H suffise.

La procédure d'adaptation de chaque appareil est détaillée dans un manuel de conversion, dont la rédaction est proposée par le fabricant. GRDF centralise l'ensemble de ces manuels et les met à disposition des PSA.

Il serait pertinent que les fabricants puissent aussi identifier les appareils pouvant être adaptés bien avant le passage au gaz H afin d'assouplir les délais d'adaptation.

¹⁷ Les appareils n'ayant pas besoin d'être adaptés (catégorie I2E+ par exemple) et les appareils non adaptables ne sont pas inclus dans cette partie de l'analyse

	<u>Avant le passage au gaz H</u>	<u>Avant le passage au gaz H, puis, si nécessaire, 2^{ème} visite après</u>
Type d'appareil concerné	<ul style="list-style-type: none"> Appareil qui respecte les limites d'émissions de CO si adapté au gaz H mais recevant du gaz B+ 	<ul style="list-style-type: none"> Appareil qui pourrait nécessiter une deuxième visite après le passage au gaz H, une première ayant lieu avant le passage au gaz H. A date, pour un certain nombre d'appareils, il n'est pas sûr qu'un réglage unique avant le passage au gaz H suffise.
Risque d'émissions CO	<ul style="list-style-type: none"> Risque limité car le technicien est présent au moment le plus critique pour l'appareil (réglage de l'appareil en H alors que le gaz est du B+) 	
Exemple	<ul style="list-style-type: none"> Chaudière basse température à brûleur atmosphérique De Dietrich EcoNOx 	<ul style="list-style-type: none"> Chaudière à condensation Leblanc Acleis Chaudière à condensation Franco-Belge GTL 19 V

Illustration 6 : Séquencement de l'adaptation par rapport au passage au gaz H pour les appareils nécessitant une adaptation¹⁸

4.1.5 Suivi de l'avancement du front de gaz

4.1.5.1 Description

GRDF prévoit que GRTgaz lui communique l'heure d'entrée du gaz H sur chaque secteur. Il est prévu que cette disposition figure dans la convention de coordination entre les deux gestionnaires d'infrastructures, décrite en partie 8.

Une fois le gaz H entré sur le réseau de distribution, GRDF prévoit d'utiliser un logiciel de simulation de pour estimer les heures d'arrivée du gaz H chez les clients « avec process » raccordés au réseau de distribution, afin que ces derniers puissent effectuer sans délai les réglages nécessaires sur les appareils. GRDF prévoit d'informer par SMS ces clients de l'avancement du front de gaz H et de l'heure estimée de son arrivée sur leur site. En cas de besoin, GRDF pourrait envisager d'installer des Wobbe-mètres chez les plus gros consommateurs pour leur donner une information plus précise. L'opportunité de ce dispositif sera évaluée au cas par cas.

4.1.5.2 Analyse critique

Afin de limiter la perturbation des activités des clients utilisant un process particulier, il est nécessaire de leur fournir une information précise sur la date d'arrivée du front de gaz H sur leur site. Ainsi, ils pourront s'assurer de la présence au moment requis des techniciens compétents pour effectuer les réglages permettant de poursuivre l'activité et de limiter les risques industriels.

E-CUBE considère donc nécessaire que GRTgaz communique à GRDF la date d'arrivée du front de gaz H sur le réseau de distribution, et pertinent que GRDF informe les clients « avec process » raccordés au réseau de distribution de l'heure d'arrivée du gaz H sur leur site, estimée par simulation. La phase pilote devra permettre de déterminer si l'utilisation de Wobbe-mètres est utile pour offrir aux plus importants clients un degré de précision supplémentaire.

4.1.6 Rôle et responsabilités de l'ordonnanceur

¹⁸ Les appareils n'ayant pas besoin d'être adaptés (catégorie I2E+ par exemple) et les appareils non adaptables ne sont pas présentés ici

4.1.6.1 *Description*

Pendant la phase pilote, GRDF prévoit d'externaliser le rôle d'ordonnancement. A ce stade, les missions opérationnelles prévues pour l'ordonnanceur sont les suivantes, mais elles pourraient évoluer, notamment à mesure que la réflexion de GRDF sur le sujet avance, et à la lumière du retour d'expérience de la phase pilote :

- Prendre les rendez-vous avec les clients pour les différentes étapes techniques (si le prestataire de recensement, de réglage pression ou d'adaptation le demande¹⁹) et rappeler les clients absents.
- Gérer les aléas opérationnels.
- Répartir les clients entre prestataires de recensement et entre Prestataires de Services d'Adaptation (PSA).
- Réaliser un suivi régulier de l'avancement des recenseurs et des PSA.
- Jouer le rôle de « tiers payeur », c'est-à-dire payer les prestataires et facturer le montant correspondant à GRDF.

GRDF prévoit, quelle que soit l'option retenue, que l'ordonnanceur ne puisse être prestataire pour une autre étape technique (recensement, adaptation ou autre). Cette règle a pour objectif d'éviter que l'ordonnanceur se trouve en situation de conflit d'intérêts (celui du prestataire et celui de GRDF).

4.1.6.2 *Analyse critique*

Dans son plan de conversion initial, GRDF prévoyait d'externaliser l'ordonnancement sur toute la durée du projet. Bien que GRDF n'exclue pas d'internaliser cette compétence à terme, dans le cas où GRDF l'externaliserait, E-CUBE estime que la répartition des rôles entre GRDF et l'ordonnanceur constitue un enjeu de qualité, notamment sur :

- Le respect des délais.
- La bonne gestion des relations avec les clients, particulièrement sur les actions suivantes :
 - o Décision de couper le gaz / remettre le gaz à des clients.
 - o Décision de basculer un client d'un PSA à un autre.
 - o Attribution des bonus/malus aux prestataires de recensement, réglage pression, adaptation et contrôle.

E-CUBE recommande donc de délimiter clairement cette répartition, pour le cas où ce rôle devrait être externalisé.

4.1.7 Utilisation des outils digitaux

4.1.7.1 *Pour le recensement*

4.1.7.1.1 *Description*

Dans son plan initial, GRDF n'a pas prévu que le client puisse auto-administrer son recensement. Un recensement physique systématique par un prestataire est donc prévu chez tous les clients pour :

- Relever les informations suivantes :
 - o Recensement général (coordonnées du client, disponibilité pour l'adaptation...).
 - o Recensement technique (informations sur les appareils consommant du gaz utilisés par le client : marque, modèle...).
 - o Le cas échéant, coordonnées du Prestataire Habituel d'Entretien (PHE), et souhait de faire appel à lui pour l'adaptation.

¹⁹ GRDF souhaite laisser aux prestataires missionnés par appels d'offres la possibilité d'organiser eux-mêmes leur prise de rendez-vous, au lieu de la confier à l'ordonnanceur. Ce choix du prestataire serait valable pour l'ensemble des clients qui lui seraient attribués sur un secteur donné.

- Contrôler certains points de conformité de l'installation.

4.1.7.1.2 Analyse critique

Cette analyse porte sur l'intérêt de proposer aux clients « sans process » une auto-administration du recensement pour remplacer ou faciliter le recensement physique.

Si le client réalisait lui-même l'intégralité du recensement par internet en remplacement de la visite physique de recensement, les coûts seraient fortement réduits. E-CUBE relève cependant plusieurs risques importants à cette possibilité :

- Dans le cas où le client utiliserait un appareil qui devrait être adapté :
 - o Le contrôle des points de conformité ne pourrait être effectué qu'au moment de l'adaptation, au risque que des travaux nécessaires préalablement à l'adaptation ne puissent être identifiés avant la visite d'adaptation, ce qui pourrait conduire à effectuer une deuxième visite d'adaptation. Cela pourrait donc augmenter les coûts et les risques de retard du projet.
 - o Si un client omettait de déclarer un appareil qui devait être adapté, il ne le serait pas, ce qui entraînerait un risque CO important après le changement de gaz.
 - o Une mauvaise saisie d'informations entraînerait un coût de traitement des données supplémentaire, voire un risque de retard si la première visite d'adaptation était infructueuse (par exemple, si l'adaptateur n'apporte pas la bonne pièce de rechange).
- Dans le cas où aucun appareil ne nécessiterait d'adaptation :
 - o En cas de mauvaise saisie d'informations, un prestataire d'adaptation pourrait se déplacer inutilement, augmentant les coûts.
- Dans tous les cas :
 - o La manipulation d'appareils par les clients (ex : ouverture du capot d'une chaudière pour accéder à la plaque signalétique) génère un risque de sécurité.

E-CUBE conclut donc qu'il n'est pas souhaitable de remplacer la visite de recensement des clients « sans process » par une auto-administration du recensement.

Cependant, la phase pilote peut être l'occasion de tester le potentiel de l'auto-administration d'une partie du recensement par internet :

- Avant le recensement physique, GRDF pourrait demander aux clients de saisir des informations par internet, afin de faciliter la visite de recensement, mais sans le remplacer. Les informations concernées sont listées dans le tableau ci-dessous :

Informations concernées	Objectifs
Informations du recensement général (coordonnées des clients, disponibilités pour l'adaptation etc)	Ecourter la durée de recensement, ce qui peut <i>in fine</i> diminuer les coûts.
Souhait de faire appel à un PHE (Prestataire Habituel d'Entretien) pour l'adaptation	Permettre à GRDF d'accélérer le choix du mode de contractualisation, et donc de limiter les risques de retard, en anticipant la communication : <ul style="list-style-type: none">▪ GRDF-client pour expliquer les choix possibles.▪ Client-PHE au sujet du devis.▪ Client-GRDF pour communiquer le choix.▪ GRDF-PHE au sujet de la conversion et des formations.

Autres informations techniques	Permettre à GRDF d'anticiper la rédaction de manuels de conversion pour de nouveaux appareils, voire les commandes de pièces.
---------------------------------------	---

Illustration 7 : Informations pouvant faire l'objet d'une auto-administration du recensement

- Après le recensement physique :
 - o A date, GRDF prévoit d'envoyer à tous les clients particuliers un courrier qui présenterait les résultats du recensement et demanderait au client de les confirmer. L'absence de réponse du client vaudrait confirmation. GRDF précise que ce point est toujours en réflexion.
 - o GRDF pourrait digitaliser ce processus, c'est-à-dire demander aux clients résidentiels qui l'auraient accepté lors du recensement de confirmer par internet les données du recensement général, l'absence de réponse du client valant validation.
 - o Cette même plateforme web pourrait permettre aux clients de mettre à jour ultérieurement les informations les concernant (ex : installation d'un nouvel appareil).

4.1.7.2 Pour la communication vers les clients

4.1.7.2.1 *Description*

Note : le parcours client prévu par GRDF est en cours d'évolution ; E-CUBE reprend ci-dessous les derniers éléments communiqués.

GRDF prévoit d'envoyer 3 à 4 courriels par client « avec process » (~50 000 clients). Des courriers se substitueraient à ces courriels uniquement si l'adresse courriel du client n'était pas connue, ou si la distribution du courriel ne fonctionnait pas. GRDF privilégie le courriel au courrier pour ces clients car il s'agit pour eux d'un canal habituel de communication avec GRDF.

Pour les clients résidentiels (~1,6 M), GRDF prévoit d'envoyer 5 courriers pendant l'ensemble du processus de changement de gaz (voir Illustration 7) :

- Information générale sur le changement de gaz.
- Information d'obligation du recensement.
- Compte-rendu du recensement avec demande de validation et conclusions de l'inventaire.
- Information sur les modalités opérationnelles d'adaptation.
- Information sur le succès du passage au gaz H.

4.1.7.2.2 *Analyse critique*

Concernant les clients « avec process », E-CUBE considère pertinent le choix de GRDF de préférer les courriels aux courriers car il s'agit de la solution la plus économique.

Concernant les clients résidentiels, E-CUBE perçoit trois avantages à doubler les courriers par des courriels :

- Accélération de la transmission d'informations (par exemple vers les clients possédant une résidence secondaire dans la zone B, et qui n'auraient pas accès à leur courrier régulièrement).
- Consolidation de la base d'adresses courriel des clients.
- Test de l'intérêt des courriels en vue de remplacer certains courriers.

Cette mesure induirait un coût supplémentaire qu'E-CUBE estime à ~ 200 k€²⁰, soit un montant faible par rapport au coût total de la conversion. Par comparaison, l'adressage d'un courrier à l'ensemble des

²⁰ Voir partie modélisation des coûts, description (4.2.2.2), 1^{er} paragraphe

clients particuliers coûte ~1,5 M€ (soit ~1€ par courrier et par client). E-CUBE estime donc qu'il serait pertinent de doubler l'ensemble des courriers destinés aux clients particuliers par des courriels, pour ceux disposant d'une adresse mail.

A l'issue de la phase pilote, le retour d'expérience de cette disposition permettra de juger s'il est pertinent de remplacer certains des 5 courriers prévus par des courriels, pour les clients qui l'auraient accepté lors du recensement.

E-CUBE estime qu'un des 5 courriers pourraient se prêter plus facilement à un remplacement par un courriel : l'information sur le succès du passage au gaz H. En effet, l'information contenue dans ce courrier paraît moins cruciale que celle des autres courriers pour le bon déroulement du projet ; or, le risque de recourir au courriel est qu'il soit moins lu qu'un courrier, ou moins attentivement²¹. Toutefois, cette réalité pourrait évoluer au cours du plan de conversion, à mesure que les interactions digitales se généralisent.

4.1.8 Nombre de visites prévues chez le client

4.1.8.1 Description

4.1.8.1.1 *Clients « sans process »*

Pour l'ensemble des clients « sans process », GRDF prévoit dans son plan initial 3 visites obligatoires et 3 visites réalisées par échantillonnage aléatoire :

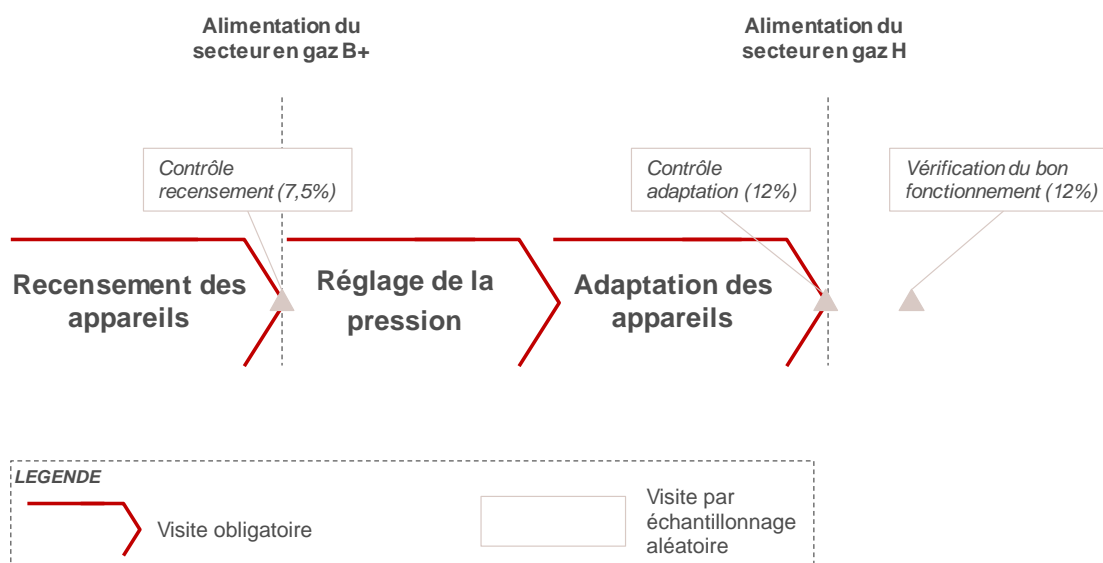
- Visites obligatoires
 - Recensement.
 - Réglage de la pression par changement de détenteur.
 - Adaptation.
- Visites réalisées par échantillonnage aléatoire
 - Contrôle du recensement (taux d'échantillonnage de 7,5% dans le plan de conversion initial, ré-estimé à 8% depuis en raison de la modification de la taille des lots d'échantillonnage²²).
 - Contrôle de l'adaptation (taux d'échantillonnage de 7,5% dans le plan de conversion initial ré-estimé à 12% depuis en raison de la modification de la taille des lots d'échantillonnage).
 - Vérification du bon fonctionnement de l'appareil après passage au gaz H (taux d'échantillonnage de 100% des appareils adaptés²³ dans le plan de conversion initial ré-estimé à 12% des appareils adaptés depuis en raison de la modification de la taille des lots d'échantillonnage).

Note : pour les clients inactifs et improductifs, GRDF ne prévoit pas de visite d'adaptation ni de contrôle de l'adaptation, car leur consommation de gaz est nulle.

²¹ Ces différences entre courrier papier et courriel font l'objet d'études régulières dans le domaine du marketing

²² Pour plus de précisions, voir le paragraphe 4.1.12

²³ GRDF estime que 40% des appareils devront être adaptés



Source: Plan de conversion, entretiens GRDF

Illustration 8 : Nombre de visites prévues par GRDF chez les clients « sans process »

Pour le recensement, GRDF laisse au prestataire le choix de procéder ou non par rendez-vous. Pour le secteur de Doullens, si le prestataire choisit de procéder par rendez-vous, GRDF lui impose de le programmer sur une plage de 2 heures maximum. Pour l'adaptation, il est prévu que toutes les visites soient réalisées par rendez-vous.

Afin de minimiser le nombre de visites chez les clients, GRDF prévoit les dispositions suivantes :

- Parmi les 8% de visites de recensement contrôlées, en contrôler 70% en même temps que le recensement est effectué, et 30% après (GRDF utilise cette hypothèse dans son estimation des coûts). Le contrôle « en même temps » n'allonge pas la durée de visite, car le contrôleur ne fait que vérifier les actions du recenseur ; il permet également de limiter le nombre de visites, et donc les contraintes pour les clients. Cependant, GRDF anticipe le risque que les contrôles « en même temps » pourraient être biaisés, car la prestation contrôlée pourrait ne pas être représentative si le recenseur se savait contrôlé. L'opérateur compte toutefois tester cette possibilité car elle permet de limiter le nombre de visites.
- Mutualiser le réglage pression²⁴ et l'adaptation pour les clients directement raccordés au réseau MPB (dans son estimation des coûts, GRDF avait dissocié les 2 visites). GRDF n'est pas certain que les Prestataires de Services d'Adaptation, dont la compétence portera sur les installations intérieures, souhaiteront et pourront être formés à la compétence du réglage pression. De plus, cette formation, dont GRDF estime la durée à 2h, induit un coût supplémentaire, qu'E-CUBE estime à ~0,7 M€.

De plus, sur le secteur de Doullens, GRDF prévoit d'effectuer une « vérification » après le passage au gaz H des installations comprenant des appareils adaptés. Cette vérification par échantillonnage (taux : 12%), aurait pour but de valider le processus technique proposé. L'opérateur analysera la nécessité de poursuivre cette vérification après la conversion du secteur de Doullens.

²⁴ Pour les clients raccordés au réseau MPB, le réglage de pression consiste à changer le détendeur du client

4.1.8.1.2 Clients « avec process »

Pour les clients « avec process » :

- Le nombre de visites obligatoires est le même que pour les particuliers, mais GRDF laisse le client organiser l'adaptation de ses appareils avec le prestataire qu'il souhaite. GRDF estime que tous les clients « avec process » choisiront de faire appel à leur prestataire habituel d'entretien, car celui-ci connaît les spécificités des installations.
- Un seul contrôle est prévu, pour le recensement. En effet, selon GRDF, les clients sont conscients des actions à effectuer et l'adaptation sera réalisée par des professionnels compétents, qui connaissent bien les installations. De plus, les opérations d'adaptation à effectuer ne sont pas standard. Cependant, GRDF n'exclut pas d'effectuer un contrôle sur les réglages pour un échantillon de clients tertiaires « avec process », dont la maîtrise des usages du gaz est parfois moins forte que pour les industriels.

4.1.8.2 Analyse critique

L'optimisation du nombre de visites chez le client paraît à E-CUBE primordiale pour le projet car elle permet :

- Une meilleure satisfaction du client en minimisant son dérangement
- Une optimisation des coûts en raison
 - o D'économies directes car le temps d'activités hors des sites des clients est moindre (temps de trajet, temps pour la logistique des pièces de rechange ou des outils nécessaires etc)²⁵
 - o D'économies indirectes liées notamment à la simplification de l'ordonnancement (moins de rendez-vous à prendre)
- Une baisse du risque d'effraction par des prestataires prétendant intervenir dans le cadre du plan de conversion (phénomène constaté dans le cadre de la conversion en Allemagne, mais aussi en France dans le cadre de projets similaires comme le déploiement de Gazpar), qui dépend du nombre de visites effectuées et du nombre de prestataires différents intervenant chez les clients

Pour les clients « sans process », il semble pertinent de tester d'une part le contrôle du recensement à 70% en même temps qu'il est effectué, et d'autre part la mutualisation du réglage de la pression et de l'adaptation pour les clients directement raccordés au réseau MPB, car ces deux choix permettent de limiter le nombre de visites sans générer de risque supplémentaire pour le projet.

De plus, il paraît pertinent, comme le propose GRDF, de faire une vérification par échantillonnage des installations intérieures après passage au gaz H pour le secteur de Doullens, afin de valider le processus technique proposé, car le coût est limité (~ ████████) ; cependant E-CUBE estime que la vérification ne sera pas nécessaire pour les autres secteurs si le processus technique est validé sur le secteur de Doullens (effectuer la vérification sur tous les secteurs coûterait ~ ████████).

Si cette vérification n'était pas reconduite après 2018, les contrôles d'adaptation réalisés après le changement de gaz permettraient de détecter d'éventuels défauts du processus technique. Cependant, le nombre de ces contrôles serait déterminé par les dates d'adaptation, c'est-à-dire les types d'appareils concernés, et pourrait donc être limité. De plus, ils ne concerneraient pas l'ensemble des installations (notamment celles pour lesquelles aucune adaptation n'est nécessaire).

Pour les clients « avec process », E-CUBE juge que le nombre de visites prévu par GRDF est pertinent, car il correspond à un processus proche de celui proposé par GRTgaz pour les clients raccordés à son réseau.

²⁵ E-CUBE considère que la mutualisation des visites ne permet pas de réduire significativement le temps passé chez le client, car elle ne modifie pas les actions à effectuer

4.1.9 Modalités de contractualisation

4.1.9.1 Disponibilité des prestataires

4.1.9.1.1 Pour le recensement

4.1.9.1.1.1 Description

Pour le recensement dans le secteur de Doullens, GRDF a choisi d'exiger des recenseurs un certain niveau de compétence technique gaz, sans aller jusqu'à ne sélectionner que des installateurs-chauffagistes ou des prestataires qualifiés « Professionnel du Gaz » (PG). En effet, dans le document d'appel d'offres recensement de Doullens, l'opérateur stipule que « *le candidat dispose de plus de sept salariés dédiés au marché et ayant une expérience de chauffagiste (expérience sur plusieurs marques de chaudières) ou équivalent* », et que les CV des agents prévus témoignent de la « *capacité à recenser les informations nécessaires sur les équipements aux gaz naturels* ».

GRDF compte changer cette formulation pour les prochains appels d'offre recensement, afin de n'exiger que les compétences techniques permettant à un intervenant d'être efficace dans la manipulation d'un coffret gaz et l'identification d'une plaque signalétique de chaudière. La mention des compétences d'entretien de chaudière au niveau de l'entreprise ou de ses salariés ne devrait donc plus être employée. GRDF estime que ces nouvelles conditions permettront d'élargir l'éventail de prestataires qui peuvent candidater, avec un effet minime sur les compétences techniques des intervenants.

4.1.9.1.1.2 Analyse critique

GRDF pourrait cibler plusieurs niveaux de compétence gaz chez les prestataires de recensement. Le tableau ci-dessous présente deux cas « extrêmes ».

Niveau de compétence gaz requis par GRDF	Type de prestataire susceptible de répondre	Qualité attendue de la prestation	Prix de la prestation
Chauffagiste gaz	Installateurs-chauffagistes et fabricants, dont la très grande majorité est qualifiée « Professionnel du gaz » (PG)	Meilleure qualité technique du recensement, ce qui peut limiter les coûts d'adaptation ²⁶	Prix potentiellement moins compétitif, mais niveau incertain : - Coût horaire plus élevé en raison du niveau de qualification - Temps d'intervention peut-être plus faible
Aucune compétence technique gaz	Entreprises spécialisées dans les activités porte-à-	Risque de dégradation de la qualité du recensement technique	Prix potentiellement plus compétitif, mais niveau incertain (voir ci-dessus)

²⁶ La compétence technique peut permettre de détecter plus tôt des dysfonctionnements ou des particularités nécessitant des travaux préalables ou une préparation spécifique de l'adaptation

	porte (ex : La Poste, Ista)	(moindre détection des défauts liés gaz)	
--	-----------------------------	--	--

Illustration 9 : Extréma des niveaux de compétences que GRDF pourrait exiger des prestataires de recensement

Ainsi, pour le recensement dans le secteur de Doullens, GRDF a choisi un « entre-deux » en termes des compétences techniques gaz exigées des prestataires. E-CUBE recommande que GRDF essaye des alternatives dans d'autres secteurs pilotes.

4.1.9.1.2 Pour l'adaptation

4.1.9.1.2.1 Description

GRDF échange actuellement avec la filière des chauffagistes pour communiquer sur la logistique opérationnelle du projet²⁷ et s'assurer de la disponibilité d'un nombre suffisant de techniciens qualifiés pour suivre le rythme d'adaptations envisagé dans chaque secteur.

Les solutions envisagées incluent un soutien à la formation de techniciens compétents dans la région (création d'une filière professionnelle de réglage d'appareils).

Ces échanges étant encore à un stade préliminaire, les coûts correspondants ne sont pas intégrés aux estimations de GRDF, ni d'E-CUBE.

4.1.9.1.2.2 Analyse critique

La question de la disponibilité d'un nombre suffisant de prestataires pour l'adaptation paraît cruciale pour le succès du projet. Comme le montre l'exemple de l'Allemagne, un manque de disponibilité de prestataires n'est pas à exclure, en particulier compte tenu du délai relativement court prévu pour réaliser l'adaptation sur un secteur (~6 mois à 1 an). Or ce manque de main d'œuvre conduirait à retarder le projet et à en augmenter les coûts.

Pour sécuriser le nombre de prestataires disponibles, E-CUBE considère qu'il ne serait pas pertinent de mettre en place une certification dédiée à l'adaptation dans le cadre du projet de conversion, comme c'est le cas en Allemagne. En effet, une telle mesure risquerait d'exclure les plus petites sociétés de l'adaptation, car la certification pourrait représenter pour elles un investissement important *a priori* sans garantie de retour. Elle se justifie en Allemagne, car le manque de disponibilité des professionnels du gaz a conduit à faire appel à des entreprises historiquement non qualifiées (dans les appareils à gaz). Au contraire, en France, GRDF souhaite principalement faire appel à des entreprises qualifiées « Professionnel du Gaz » ou équivalent, dont le cœur de métier est déjà l'intervention sur les appareils à gaz.

E-CUBE juge pertinent le principe de soutenir la formation de techniciens compétents dans la région. Les travaux en ce sens étant encore à un stade préliminaire, E-CUBE ne peut se prononcer à date sur les coûts que cela pourrait induire.

Par ailleurs, E-CUBE recommande de procéder à un état des lieux quantitatif des prestataires disponibles pour l'adaptation dans la zone B, en tenant compte de leur charge de travail actuelle et de

²⁷ Segmentation et année de conversion envisagée des secteurs par exemple

la charge de travail supplémentaire à prévoir du fait des remplacements d'appareils et des mises en conformité préalables à l'adaptation d'appareils pour le changement de gaz.

4.1.9.2 Calendrier des appels d'offres

4.1.9.2.1 *Description*

En phase pilote, GRDF prévoit de lancer des appels d'offres pour les prestations de recensement et d'adaptation dans chaque secteur de conversion afin de :

- Faire évoluer les contrats de prestation de services en fonction des REX des secteurs précédents
- Tester le plus grand nombre possible de prestataires

De plus, l'opérateur prévoit de choisir les prestataires missionnés sur un secteur environ 6 mois avant le début de l'exécution des prestations, afin de permettre aux prestataires de se gréer en conséquence.

4.1.9.2.2 *Analyse critique*

Durant la phase pilote, GRDF réalisera des appels d'offres année par année afin d'ajuster les cahiers des charges en fonction du REX des années précédentes. Cette disposition semble pertinente car l'objectif du pilote est de tester et valider les meilleures manières de faire.

Cependant, durant la phase de déploiement, lancer des appels d'offres pluriannuels pourrait présenter plusieurs avantages :

- Réduire les prix en donnant aux prestataires retenus une visibilité sur la charge de travail et en leur permettant d'intégrer dans leur prix la montée en compétences de leurs équipes.
- Réduire les coûts en limitant le nombre de formations et les coûts administratifs liés aux appels d'offres.
- Sécuriser l'exécution des prestations en garantissant la disponibilité de la main d'œuvre dans la durée.

Cependant, le recours à des appels d'offres pluriannuels pourrait présenter l'inconvénient d'exclure certaines petites entreprises qui ne pourraient pas couvrir l'étendue géographique de plusieurs secteurs, ni prendre en charge une activité saisonnière sur plusieurs années (car l'adaptation sera principalement effectuée d'avril à octobre).

Par ailleurs, lancer les appels d'offres plus longtemps avant l'exécution des prestations présenterait les avantages suivants :

- Donner de la visibilité à l'opérateur, à l'ordonnanceur et aux prestataires pour planifier la main d'œuvre et organiser les prestations.
- Assouplir les délais pour réaliser les prestations²⁸.

Cependant, même si les appels d'offres sont lancés longtemps avant l'exécution des prestations, il est souhaitable de ne pas effectuer le recensement trop longtemps avant l'adaptation, car cela augmenterait les écarts entre le résultat du recensement et la situation le jour de l'adaptation.

A titre d'exemple, en Allemagne, certains appels d'offres sont lancés 4 à 5 ans avant le changement de gaz. Ainsi, certains appels d'offres ont déjà été attribués pour des prestations à réaliser en 2021²⁹.

²⁸ Cet avantage concerne plutôt le recensement, car l'adaptation de certains appareils doit intervenir peu de temps avant ou après le changement de gaz

²⁹ « Le processus d'appels d'offres devrait débuter cinq ans avant le changement de gaz, et le recensement devrait également débuter tôt » selon Christian Thole, conseiller chez Becker Büttner Held, qui accompagne plusieurs GRD allemands dans la conversion. Par exemple, la Stadtwerke Verden a

L'opportunité de réaliser des appels d'offres pluriannuels pourra donc être évaluée à l'issue de la phase pilote, en fonction des prestataires retenus. La phase pilote devra permettre d'obtenir des informations sur :

- La proportion d'entreprises locales (opérant à l'intérieur d'un seul secteur) parmi celles qui répondent aux appels d'offres.
- L'écart des prix proposés entre les entreprises locales et les autres.
- Le niveau de qualité constatés dans l'exécution (défauts / retards) par taille d'entreprise.

4.1.9.3 Modalités de contractualisation visant à faire intervenir les PHE pour l'adaptation

4.1.9.3.1 Description

Depuis l'arrêté du 15 septembre 2009, il est obligatoire en France de faire réaliser un entretien annuel des chaudières³⁰ dont la puissance nominale est comprise entre 4 et 400 kW. Il est estimé qu'entre 50% et 75% des particuliers utilisant une chaudière à gaz respectent cette obligation³¹. Lorsqu'un appareil est entretenu par un prestataire, celui-ci s'assure chaque année de son bon fonctionnement et réalise des réglages techniques ou des changements de pièces si nécessaire.

Dans le cadre du plan de conversion, la question se pose du rôle à donner aux Prestataires Habituels d'Entretien (PHE) concernant l'adaptation des appareils dont ils assurent l'entretien. En effet, GRDF considère que le fait de faire intervenir le plus possible les PHE chez leurs clients pour l'adaptation pourrait sous certaines conditions réduire les risques liés au processus de conversion :

- Risques relationnels avec le client en :
 - o Respectant le choix du client si celui-ci souhaite l'intervention de son PHE
 - o Facilitant l'accès au logement/local du client
 - o Rassurant le client qui connaît le prestataire qui va intervenir chez lui, et limiter le risque de fraude
 - o Permettant d'optimiser le nombre de rendez-vous nécessaires en cas de mise en conformité préalable au réglage des appareils ou de changement des appareils ou développement des usages gaz
- Difficultés lors de la mise en œuvre opérationnelle, en :
 - o Privilégiant la connaissance des appareils présents (formation du PHE par les fabricants) chez les clients ainsi que son installation ce qui peut faciliter l'intervention et augmenter la qualité du réglage et limiter les risques de retard
 - o Limitant le risque de contentieux relatifs à la responsabilité de l'intervenant, les réglages étant effectués par le même prestataire en charge de l'entretien des appareils

lancé les appels d'offres gestion de projet, contrôle qualité, recensement et adaptation en avril 2017 pour un changement de gaz prévu en août/septembre 2021

³⁰ Arrêté du 15 septembre 2009 relatif à l'entretien annuel des chaudières dont la puissance nominale est comprise entre 4 et 400 kilowatts.

³¹ Source : GRDF estime actuellement ce chiffre à 50%. Une étude BVA pour le Synasav (Syndicat National de la Maintenance et des Services en Efficacité Energétique) parue en décembre 2015 estimait ce chiffre à 74%. Les clients qui font maintenir leur chaudière n'ont pas toujours un contrat pluriannuel avec leur prestataire : ainsi, le Synasav estime que parmi les clients qui font maintenir leur chaudière, « 70% ont opté pour la tranquillité avec un contrat les liant à un professionnel ». ³² Décret n°2016-360 : « Les acheteurs peuvent passer un marché public négocié sans publicité ni mise en concurrence préalables dans les cas suivants : [...] Lorsque les travaux, fournitures ou services ne peuvent être fournis que par un opérateur économique déterminé, pour l'une des raisons suivantes : [...] b) Des raisons techniques »

De plus, le recours au PHE pourrait :

- Eviter le risque que les prestataires missionnés profitent de l'adaptation pour démarcher les clients des PHE, ce qui pourrait entraîner une concurrence déloyale
- Faciliter la relation avec des partenaires qui contribuent à la croissance des placements de gaz (faisant partie des objectifs de développement de GRDF). Ainsi, plusieurs organisations représentatives (Synasav, CAPEB) se sont positionnées en faveur de cette disposition
- Favoriser l'emploi local et maximiser l'utilisation des ressources compétentes existantes

GRDF n'avait pas prévu de dispositif spécifique aux PHE dans son plan de conversion initial, ni dans la note détaillée fournie à la CRE en juillet 2017. Par la suite, cette question a fait l'objet d'échanges entre GRDF et plusieurs parties prenantes, notamment la DGCCRF, des associations professionnelles concernées par l'adaptation, ainsi que d'autres représentants des pouvoirs publics (DGEC, DGPR) et politiques (région Hauts-de-France et association des maires), et des associations de consommateurs.

Il est à noter que la question se pose différemment pour certains clients industriels ou tertiaires « avec process » : pour ceux-ci, selon le décret du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics³², les spécificités de l'installation pourraient justifier que l'adaptation ne puisse être réalisée que par le PHE (qui peut parfois être le client lui-même). Dans ce cas, GRDF prévoit de mandater les clients pour l'adaptation³³.

GRDF a recensé quatre modalités de contractualisation du Prestataire de Service d'Adaptation (PSA) : 3 visent à faire réaliser le plus possible d'adaptations de clients par leurs PHE, tandis que la quatrième ne le prévoit pas.

³² Décret n°2016-360 : « *Les acheteurs peuvent passer un marché public négocié sans publicité ni mise en concurrence préalables dans les cas suivants : [...] Lorsque les travaux, fournitures ou services ne peuvent être fournis que par un opérateur économique déterminé, pour l'une des raisons suivantes : [...] b) Des raisons techniques* »

³³ Ce schéma est similaire à celui employé en Allemagne

	Modalité	Description	Commentaire	
En confiant autant que possible l'adaptation au PHE	① Contrat direct	<ul style="list-style-type: none"> Les clients qui choisissent leur PHE contractualisent directement avec lui pour un montant fixé librement après devis. GRDF indemnise le client forfaitairement a posteriori. Pour les clients qui ne choisissent pas un PHE, GRDF missionne un PSA par appel d'offres (AO). 	<ul style="list-style-type: none"> Voir analyse avantages / risques 	Mode privilégié par GRDF post Doullens
	② Contrat gré à gré	<ul style="list-style-type: none"> Pour les clients qui choisissent leur PHE, GRDF missionne le PHE et contractualise avec lui en gré à gré. Pour les clients qui ne choisissent pas de PHE, GRDF missionne un PSA par appel d'offres (AO). 	<ul style="list-style-type: none"> Probablement non valide juridiquement pour les particuliers 	
	③ Par appel d'offres	<ul style="list-style-type: none"> GRDF missionne un PSA pour tous les clients par appel d'offres (AO). L'ordonnateur répartit les clients en allouant autant que possible à chaque PHE ceux qui le concernent. 	<ul style="list-style-type: none"> Dépend du fait que les PHE répondent à l'AO Complexifie la procédure d'appels d'offres et de l'ordonnement 	Mode adopté pour Doullens (manque de temps pour valider les modalités juridiques du mode n°1)
Sans confier l'adaptation au PHE	④ Par appel d'offres	<ul style="list-style-type: none"> GRDF missionne un PSA pour tous les clients par appel d'offres (AO). L'ordonnateur répartit les clients entre les PSA missionnés sans prendre en compte l'existence d'un PHE. 	<ul style="list-style-type: none"> Voir analyse avantages / risques 	Mode adopté actuellement en Allemagne et par le passé en France

Source: Entretiens GRDF, Plan de conversion GRDF

Illustration 10 : Description des 4 modalités possibles pour la prise en charge de l'adaptation pour les clients particuliers

Dans les modalités 1 à 3, qui visent à confier autant que possible l'adaptation aux PHE, GRDF estime que les PHE qui participeront à l'adaptation seront ceux qui comptent un nombre suffisant de clients à adapter (au moins une dizaine), car l'investissement nécessaire (temps de formation, procédures administratives etc.) serait dissuasif pour les autres.

Description de la modalité 1 :

- Au moment du recensement, chaque client pourrait exprimer le souhait qu'un prestataire de son choix réalise l'adaptation (généralement son PHE).
- Si le client ne déclarait pas de PHE ou ne souhaitait pas le faire intervenir pour l'adaptation, GRDF missionnerait un PSA avec lequel il aurait établi un contrat à l'issue de l'appel d'offres. Dans ce cas, ce serait GRDF, et non le client, qui paierait le prestataire. Ce cas est présenté comme le « cas général » par GRDF, le client ayant la possibilité de demander à ce que son PHE intervienne (« opt-out »).
- Si le client exprimait le souhait qu'un prestataire de son choix réalise l'adaptation, il contractualiserait directement avec celui-ci, pour un montant libre. Le client recevrait de GRDF une somme forfaitaire d'indemnisation une fois les travaux effectués. Cette somme pourrait différer du montant réglé par le client au PHE.
- Le montant de cette somme forfaitaire serait calculé sur la base des niveaux de prix issus des appels d'offres, en tenant compte du type d'adaptation nécessaire (en particulier : avec ou sans changement de pièce), et pourrait évoluer d'année en année, en fonction de l'évolution des prix issus des appels d'offres (qui représente l'état du marché), et de la situation géographique du secteur. Par exemple, les montants pourraient être plus élevés dans les secteurs où le temps de déplacement moyen entre deux clients est plus long. Le mode de définition de ce montant resterait à définir, mais il pourrait être choisi parmi les suivants, sous réserve de la faisabilité

juridique : arrêté ministériel, ajout au catalogue de prestations GRDF. La faisabilité de ces différentes possibilités n'a pas été étudiée de manière détaillée à ce stade par GRDF. Il est à noter qu'une décision tardive sur le mode de définition pourrait retarder le projet. Pour éviter cela, GRDF a entamé des discussions sur ce sujet avec les pouvoirs publics à l'automne 2017.

- Les étapes de la conversion hors adaptation (ordonnancement, recensement et contrôles), seraient réalisées de la même manière, quel que soit le prestataire.
- Pour l'adaptation, les PHE seraient soumis aux mêmes obligations que les prestataires missionnés par appels d'offres :
 - o Formation obligatoire : GRDF inclurait le PHE dans le processus de formation avec les autres PSA dès qu'il serait notifié qu'un client souhaite faire intervenir son PHE pour l'adaptation.
 - o Contrôle régulier de l'avancement par l'ordonnancier (enregistrement des informations dans le SI dédié). En cas de retard de réalisation, GRDF se réserverait le droit de demander à l'ordonnancier de basculer un client d'un PSA vers un autre.
- GRDF prévoit de définir une date limite après laquelle le client ne pourra plus changer sa décision sur l'intervention de son PHE pour l'adaptation. Jusqu'à cette date, cette décision pourrait être modifiée sur un portail web.

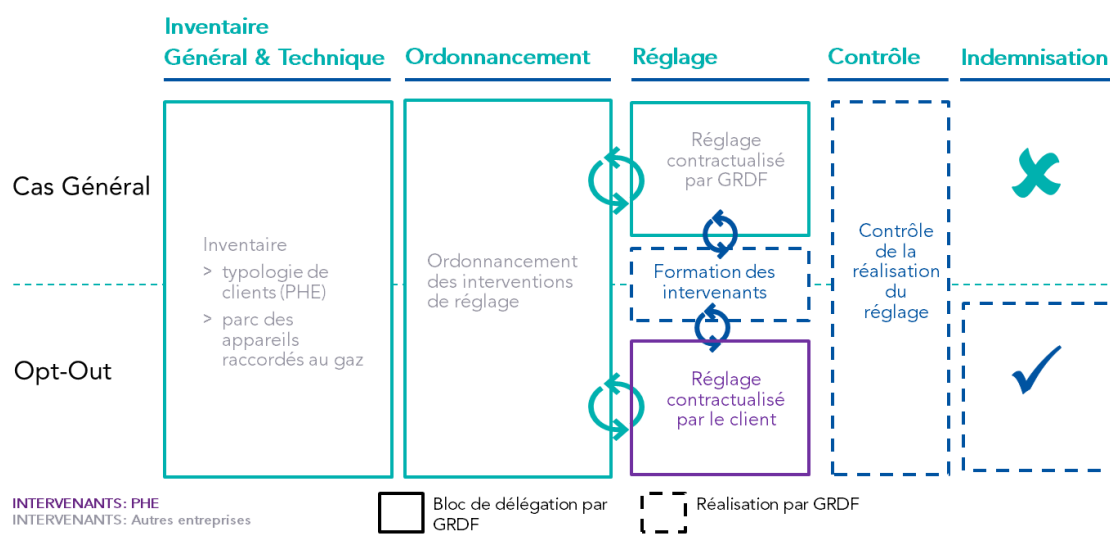


Illustration 11 : Processus détaillé pour la mise en place de la modalité 1 préconisée par GRDF : prise en compte du PHE avec contrat direct (source : GRDF)³⁴

Description de la modalité 2 :

Le processus est identique à celui de la modalité 1, hormis le fait que le contrat d'adaptation lierait le PHE et GRDF (et non le PHE et le client), et que le montant de ce contrat serait donc proposé par GRDF. Les modalités de détermination de ce montant seraient similaires à celles de la somme forfaitaire de la modalité 1 (fonction des prix issus des appels d'offres).

Description de la modalité 3 :

Dans un premier temps, GRDF missionnerait par appel d'offres tous les PSA, pour l'ensemble des clients du secteur considéré. Ensuite, GRDF affecterait leur PHE comme PSA aux clients qui le

³⁴ Dans cette illustration, le terme « réglage » signifie « adaptation »

souhaiteraient, sous réserve que le PHE ait été retenu à l'issue de l'appel d'offres. Les autres clients se verraient affecter un PSA quelconque par l'ordonnanceur.

A la différence de la modalité 1, l'appel d'offres de GRDF aurait lieu avant l'affectation PHE-client. Il porterait donc sur l'ensemble des clients du secteur, et ses résultats détermineraient les possibilités d'affecter un PHE (s'il est retenu à l'issue de l'appel d'offres) à ses clients.

Description de la modalité 4 :

GRDF missionnerait les PSA, qu'il choisirait et avec lesquels il contractualiserait à l'issue d'un appel d'offres couvrant l'ensemble des clients du secteur considéré. Les clients seraient répartis par lots géographiques et se verraient assigner un PSA missionné par GRDF, sans que soit pris en compte le fait que certains clients aient un PHE.

Cette modalité a été adoptée pour la conversion en cours en Allemagne, ainsi que pour les conversions dans l'Est de la France dans les années 1980.

En Allemagne, l'opportunité de faire intervenir en priorité le PHE a été discutée par certains distributeurs au sein de l'association ARGE EGU³⁵. Plusieurs raisons les ont conduits à retenir la modalité 4 :

- La charge de travail actuelle des PHE ne leur aurait pas permis pas de prendre en charge l'adaptation ; de plus, cette charge est vouée à augmenter durant la période d'adaptation pour réaliser des travaux dont la nécessité aura été détectée avant le changement de gaz (ex : remplacement de chaudière), sans qu'ils fassent partie de l'adaptation.
- Une partie des PHE n'était pas intéressée par ce marché, car ils anticipaient que la marge serait trop faible.

Pour pallier les craintes que les prestataires missionnés profitent de l'adaptation pour démarcher les clients des PHE, ce qui pourrait entraîner une concurrence déloyale, certains contrats de prestation entre le GRD et le prestataire précisent que le prestataire missionné s'engage à ne pas commercialiser d'autres services aux clients qu'il a adaptés au cours de la conversion, pendant une certaine durée (sauf contrat avec le client préexistant à la conversion).

Au cours de la conversion de l'Est de la France entre 1981 et 1986, Gaz de France avait lancé 3 appels d'offres en 5 ans, 5 entreprises étant retenues à l'issue de chaque consultation. Aucune préférence n'avait été accordée aux petites entreprises locales (dont font partie de nombreux PHE) pour 3 raisons :

- Risque de ne pas tenir un rythme d'adaptation très soutenu
- Risque de perturber le marché local en choisissant certains prestataires au détriment d'autres
- Risque de surcharger les entreprises locales alors qu'elles devaient déjà répondre aux sollicitations de leurs clients pour résoudre les problèmes constatés lors du recensement ou de la phase d'abaissement de pression, non liés au projet de conversion, mais qui doivent être résolus avant le changement de gaz (ex : Danger Grave et Immédiat ou anomalie de fonctionnement)

Parmi les modalités de contractualisation qui visent à confier autant que possible l'adaptation au PHE, GRDF considère que la meilleure est la modalité 1, pour les raisons suivantes :

- La modalité 2 (contrat gré à gré) ne serait probablement pas valide juridiquement pour les particuliers, car GRDF est soumis à l'ordonnance n°2015-899 du 23 juillet 2015 et son décret

³⁵ Association réunissant une trentaine de GRD allemands concernés par la conversion qui est chargée de centraliser les documents des GRD et leurs démarches et de créer des synergies dans les opérations de conversion

d'application n°2016-360 du 25 mars 2016. Ainsi, s'il ne souhaite pas passer par un appel d'offres, l'opérateur doit prouver que « les travaux, fournitures ou services ne peuvent être fournis que par un opérateur économique déterminé, pour [...] des raisons techniques »³⁶ ; or, l'adaptation d'un client particulier ne remplirait pas ce critère.

- La modalité 3 (appel d'offres) présenterait plusieurs inconvénients :
 - o Elle serait moins efficace que la modalité 1 pour permettre au client de choisir son PHE, car elle pourrait limiter la participation des prestataires de petite ou moyenne taille, pour lesquels les volumes d'appels d'offres pourraient être trop élevés et les procédures administratives lourdes.
 - o Pour limiter cet effet, GRDF pourrait subdiviser chaque appel d'offres en lots de taille limitée, afin de permettre à des PSA de taille moyenne de candidater. Cependant, cela augmenterait la complexité administrative de gestion de l'appel d'offres pour GRDF, sans garantie que les PHE soient retenus sur les lots de taille limitée. Cette complexité supplémentaire proviendrait des contraintes liées à l'objectivité de l'acheteur. Dans le cadre de ces appels d'offre GRDF est soumis aux règles de commandes publiques..
 - o La modalité 3 serait plus complexe que la modalité 4 pour l'ordonnanceur, car le mécanisme d'affectation d'un PSA au client devrait tenir compte du choix du client. Par comparaison, dans la modalité 1, le mécanisme d'affectation ne concernerait que les clients qui n'ont pas choisi un PHE.
 - o Note : GRDF a choisi ce mode pour le secteur de Doullens par manque de temps pour valider les modalités juridiques de mise en place de la modalité 1, mais ne souhaite pas le reproduire par la suite.

Par ailleurs, selon GRDF, la modalité 1 est préférable à la modalité 4, pour les raisons indiquées au début du paragraphe 4.1.9.3.1.

4.1.9.3.2 *Analyse critique*

4.1.9.3.2.1 *Modalité 2*

La modalité 2 n'est pas traitée en détail dans cette partie, car E-CUBE considère plausible qu'elle ne soit pas recevable pour les raisons juridiques détaillées dans la partie 4.1.9.3.1 : pour établir un contrat en gré à gré, l'ordonnance n°2015-899 du 23 juillet 2015 et son décret d'application n°2016-360 du 25 mars 2016 imposent de justifier qu'un seul opérateur peut fournir les services requis, or ce critère ne pourrait être sur le marché des particuliers. Cependant, E-CUBE juge souhaitable que cette hypothèse soit vérifiée par une analyse juridique de GRDF.

4.1.9.3.2.2 *Comparaison des modalités 1 et 4*

Par rapport à la modalité 4, E-CUBE estime que la modalité 1 présente certains avantages mais aussi des risques.

De manière générale, les coûts directs quantifiables paraissent peu sensibles au choix de la modalité (montants détaillés en 4.2.2.6.2 : quelques millions d'euros, par rapport à un coût total de quelques centaines de millions d'euros). De plus, les effets sont difficiles à départager faute de données d'entrée

³⁶ Décret n°2016-360 : « *Les acheteurs peuvent passer un marché public négocié sans publicité ni mise en concurrence préalables dans les cas suivants : [...] Lorsque les travaux, fournitures ou services ne peuvent être fournis que par un opérateur économique déterminé, pour l'une des raisons suivantes : [...] Des raisons techniques* »

fiables. Celles-ci pourront être obtenues durant la phase pilote et ainsi confirmer ou infirmer le choix de la modalité à retenir pour la phase de déploiement.

Note : les risques (retard, contentieux, pratiques commerciales déloyales etc.) ne sont pas quantifiés à ce stade

Avantages de la modalité 1 par rapport à la modalité 4

	Avantages de la modalité 1	Analyse de sensibilité sur les coûts ³⁷
Coûts	Baisse du nombre de coupures de clients (en raison de l'accès plus facile du PHE aux installations grâce au lien client-PHE, un plus grand nombre de clients seront adaptés à temps)	Si la modalité 1 permettait de réduire à 0 le nombre de coupures pour les clients adaptés par leur PHE, l'économie serait de 1 M€
	Baisse des coûts du prestataire de secours (en raison de la connaissance qu'a le PHE de l'installation, l'appel au prestataire de secours sera moins fréquent)	Si l'intervention du PHE permettait de réduire de moitié le recours au prestataire de secours, l'économie serait inférieure à 1 M€
Risque de retard	<p>Facilitation de l'accès aux installations par le lien client –PHE, qui limite le nombre de cas où le client est adapté trop tard</p> <p><i>Facteurs limitants :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>En Allemagne, l'accès des prestataires missionnés par AO aux installations ne pose pas de problème pour l'instant, alors que les clients « ont en règle générale un lien fort avec leur PHE »³⁸</i> ▪ <i>Les leaders du marché français de l'entretien de chaudières, tels qu'Engie Home Services, Proxiserve et Cham comptent ensemble une part importante du marché national français. Ces sociétés faisant intervenir un grand nombre de techniciens, il est probable que l'intervenant d'adaptation ne connaisse pas personnellement le client dans un certain nombre de cas. Cela limite l'avantage mais ne l'annule pas, car le lien entre le client et la société peut faciliter l'accès.</i> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 5px 0;"> <p>Commentaire GRDF : La dernière tournée réalisée avec des techniciens de ces sociétés montre que les clients rencontrés demandent spontanément l'intervention de leur technicien habituel.</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 5px 0;"> <p>Réponse E-CUBE : E-CUBE considère que seul un test complet et chiffré à grande échelle permettra d'éclairer cette question.</p> </div> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Le poids des conséquences pour un client qui refuserait l'accès à son logement pour</i> 	

³⁷ Estimations chiffrées avec hypothèses de 75% du parc de chaudières entretenu et 70% des clients choisissant leur PHE. Les estimations sont toutes réalisées en comparant la modalité 1 par rapport à la modalité 4

³⁸ Source : SWO Netz

	<p><i>l'adaptation (coupure du gaz) est susceptible de fortement limiter ce cas de figure</i></p> <p>Connaissance de l'installation par le PHE (meilleure qualité et rapidité d'adaptation, moins de recours techniques à l'assistance des fabricants ou de l'intervenant de secours)</p> <p><i>Facteurs limitants :</i></p> <ul style="list-style-type: none">▪ <i>Les leaders du marché français de l'entretien de chaudières, tels qu'Engie Home Services, Proxiserve et Cham comptent ensemble une part importante du marché national français. Ces sociétés faisant intervenir un grand nombre de techniciens, il est probable que l'intervenant d'adaptation ne connaisse pas personnellement l'installation dans un certain nombre de cas. Cela limite l'avantage mais ne l'annule pas, car certaines informations peuvent être partagées entre intervenants au sein de l'entreprise.</i> <p>Commentaire GRDF : La dernière tournée réalisée avec des techniciens de ces sociétés montre que les clients rencontrés demandent spontanément l'intervention de leur technicien habituel.</p> <p>Réponse E-CUBE : E-CUBE considère que seul un test complet et chiffré à grande échelle permettra d'éclairer cette question.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ <i>Dans la modalité 4, le système de bonus-malus et les contrôles incitent les PSA missionnés par GRDF à l'efficacité et à la qualité</i>	
	<p>Prise en charge possible en un seul RDV par le PHE des éventuels travaux préalablement nécessaires et l'adaptation (ceci n'est pas possible dans la modalité 4, car le client ne sait pas quel PSA lui sera affecté au moment où il est informé des travaux nécessaires, c'est-à-dire après le recensement)</p> <p>Aucune visite de concurrent d'un PHE chez le client.</p> <p><i>Facteurs limitants :</i></p> <ul style="list-style-type: none">▪ <i>Des concurrents du PHE pourraient effectuer le recensement.</i>▪ <i>Dans la modalité 4, il serait envisageable d'ajouter des clauses contractuelles interdisant au PSA de contractualiser avec tout client chez qui il est intervenu dans le cadre de la conversion pendant une certaine durée, comme le font certains GRD allemands. Cependant la faisabilité juridique de ce point est à vérifier.</i>	

Risque de concurrence déloyale³⁹

³⁹ La concurrence déloyale pourrait prendre la forme d'un dénigrement des prestations du PHE par le PSA.

<p>Risque de contentieux sur la responsabilité</p>	<p>Pas d'ambiguïté de responsabilité entre le PHE et le PSA missionné par appel d'offres en cas de dysfonctionnement d'un appareil suite à l'adaptation <i>Facteurs limitants :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Le recensement doit permettre d'établir un constat objectif de l'état des installations et ainsi de limiter ce risque. Cependant le cahier des charges et la compétence en gaz du recenseur ne permettent pas toujours de dresser un état des lieux complet 	
<p>Risque de difficultés relationnelles, avec impact sur les placements de gaz</p>	<p>Limitation du risque de difficultés avec les clients et les PHE, dont la volonté de contractualiser ensemble est respectée <i>Facteurs limitants :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La part des clients souhaitant choisir leur PHE n'est pas connue à date ; elle pourrait être plus faible lorsque le client n'a pas de relation personnelle avec le prestataire (cas de certaines grandes sociétés) 	
<p>Risque de fraude à l'intervenant</p>	<p>Limitation du risque que de faux intervenants s'introduisent chez les clients <i>Facteurs limitants :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ GRDF met déjà en place des dispositions pour réduire le risque et identifier formellement les prestataires. Ces dispositions pourraient même être renforcées (ex : utilisation d'un code PIN connu uniquement du client) 	

Illustration 12 : Avantages de la modalité 1 (contrat direct PHE-client)

Risques de la modalité 1 par rapport à la modalité 4

	Risques de la modalité 1 ⁴	Impact financier potentiel
<p>Coûts</p>	<p>Augmentation du nombre et donc du coût des formations en raison de l'augmentation du nombre d'intervenants</p>	<p>Si un PHE en contrat direct couvrirait en moyenne 2 fois moins de clients qu'un PSA missionné par appel d'offres, le surcoût serait de 2 M€</p>
	<p>Augmentation du coût d'ordonnancement car l'ordonnanceur devra suivre un plus grand nombre de prestataires d'adaptation</p>	<p>Si le coût d'ordonnancement augmentait de 20% à cause du nombre de prestataires d'adaptation, le surcoût serait de 8 M€</p>
	<p>Sous-optimisation des tournées pour les attributaires d'AO (le « mitage » des secteurs attribués par appel d'offres pourrait augmenter la durée moyenne de trajet des prestataires)</p> <p>Commentaire GRDF : GRDF considère que ce mitage théorique sera négligeable en pratique.</p>	<p>Si le coût d'adaptation augmentait de 5% à cause du mitage, le surcoût serait inférieur à [REDACTED]</p>

	<p>Réponse E-CUBE : E-CUBE considère que seul un test complet et chiffré à grande échelle permettra d'éclairer cette question.</p>	
	<p>Coût administratif de l'indemnisation du client (virement SEPA⁴⁰, risque opérationnel chèque⁴¹, facturation par le fournisseur...)</p>	<p>Si le coût d'adaptation des clients ayant un PHE augmentait de 5€/client⁴² à cause des frais d'indemnisation, le surcoût serait inférieur à 2 M€</p>
	<p>Perte pour le client s'il paie le PHE mais qu'il n'est pas indemnisé car les travaux effectués ne répondent pas au cahier des charges <i>Facteurs limitants :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Une obligation de résultat pèse sur le PHE ; le paiement de la prestation ne vaut pas réception des travaux ▪ Le PHE a intérêt à travailler en qualité pour ne pas perdre son client 	<p>Le besoin d'une visite supplémentaire pour 1% des clients adaptés par leur PHE représenterait un surcoût de [REDACTED]</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coût supplémentaire pour le client si la facturation du PHE au client est supérieure à l'indemnisation de GRDF <i>Facteurs limitants :</i> ▪ Les PHE risqueraient de perdre des clients s'ils pratiquaient des tarifs trop élevés. ▪ GRDF peut mettre les clients en position de négocier en leur communiquant tôt les montants d'indemnisation 	<p>Si 100% des clients acceptaient un devis de leur PHE 10% plus élevé que le montant d'indemnisation forfaitaire, le surcoût pour le client s'élèverait à ~5 M€</p>
<p>Risque de retard</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dépassement de délai plus fréquent en raison : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Du recours plus important à de petits PHE qui ne peuvent gérer la charge de travail supplémentaire (charge actuelle + éventuels travaux préalablement nécessaires à l'adaptation + adaptation) ▪ Des changements d'avis de clients qui pourraient occasionner des basculements tardifs entre PHE et autres PSA ▪ De l'absence de lien contractuel entre le PHE et GRDF, dont on peut imaginer qu'il limite le contrôle de GRDF sur l'exécution <p>Commentaire GRDF : Afin de pouvoir intervenir dans le cadre de la phase de réglage, le PHE devra respecter un certain nombre de prérequis. La liste de ces prérequis sera précisée dans l'arrêté.</p>	

⁴⁰ Le virement SEPA est obligatoire depuis le 1^{er} février 2014 d'après le règlement européen n°260/2012 : il oblige le débiteur à remplir un mandat autorisant le créancier à collecter des paiements. Il occasionne un coût de gestion non négligeable au débiteur.

⁴¹ Le paiement par chèque est sujet à un risque de vol s'ils sont distribués dans les boîtes aux lettres

⁴² Coûts constatés pour la facturation, le moyen de paiement et les relances pour un fournisseur B2C – Source European Multi-Client Retail Utilities B2C Benchmark, 2011 – Capgemini Consulting

Réponse E-CUBE :
E-CUBE prend note de ce point mais ne peut préjuger du contenu de l'arrêté, qui n'est pas à la main de GRDF.

Illustration 13 : Risques de la modalité 1 (contrat direct PHE-client)

Enfin, il n'est pas à exclure que dans la modalité 1, une partie des clients ayant un PHE ne choisissent pas de faire appel à lui pour éviter de faire une avance de frais. De plus, celle-ci pourrait ne pas être remboursée en totalité par GRDF si le montant des travaux était supérieur à la somme forfaitaire d'indemnisation. En effet, dans cette modalité, deux possibilités s'offrent au client :

- Faire réaliser l'adaptation par son PHE et avancer les frais, avec le risque de ne pas être indemnisé pour le montant total, mais avec l'avantage de davantage maîtriser son propre calendrier.
- Faire réaliser l'adaptation par le PSA missionné par GRDF et ne pas faire d'avance de frais.

A ce stade, il est impossible d'estimer le taux de clients qui choisiraient de faire appel à leur PHE dans la modalité 1 ou 3.

Inversement, certains PHE pourraient ne pas être intéressés par le marché de l'adaptation, par exemple si leur charge de travail actuelle était déjà trop importante, ou bien si le nombre de clients qui les concerne était trop faible pour justifier l'investissement (journées de formation notamment).

Si le nombre de clients et de PHE intéressés par la contractualisation directe était faible, l'intérêt de la modalité 1 pourrait ne pas en justifier la complexité et le coût par rapport à la modalité 4 (nombre de prestataires à gérer, coût de formation, frustration des clients dont le PHE ne souhaite pas effectuer l'adaptation...).

Commentaire GRDF :

GRDF estime que cette complexité pourrait être compensée par la facilitation de la réalisation de l'adaptation grâce au choix du PHE.

Réponse E-CUBE : E-CUBE prend note de l'avis de GRDF, mais estime ce point dépend de la participation des clients et des PHE, que seul un test complet et chiffré à grande échelle permettra d'éclairer.

4.1.9.3.2.3 Comparaison de la modalité 3 avec les modalités 1 et 4

La modalité 3 peut être considérée comme un « entre-deux » des modalités 1 et 4.

Dans une comparaison avec la modalité 4, les avantages et inconvénients sont de même nature que ceux présentés dans la section précédente (4.1.9.3.2.3). Cependant, le degré de ces avantages et des inconvénients est plus modéré, car le taux de clients choisissant un PHE parmi les PSA sera plus faible que dans la modalité 1 : en effet, le client ne peut pas choisir son PHE s'il ne fait pas partie des attributaires de l'appel d'offres adaptation. Or, il n'est pas à exclure qu'une part significative des PHE ne participe pas aux appels d'offres si la taille des lots proposés est trop importante. De plus, même s'ils candidatent, ils pourraient ne pas se voir attribuer de marché. Les candidatures en groupement aux appels d'offres pourraient apporter une solution partielle à ce problème, mais leur mise en pratique est incertaine. En ce sens, E-CUBE estime que la modalité 3 est moins efficace que la modalité 1 pour permettre au client de choisir son PHE.

Par ailleurs, par rapport à la modalité 1, on peut noter que la modalité 3 présente les avantages et les risques suivants :

- Avantages
 - Coût pour le client : il est forcément nul (comme dans la modalité 4)
 - Satisfaction client : le coût pour le client et l'avance de frais étant nuls, le risque d'insatisfaction et de réclamation des clients est plus faible.
- Risques
 - Coût administratif : si GRDF cherchait à subdiviser chaque appel d'offres en lots de taille limitée pour permettre à des PHE de taille moyenne de candidater, la complexité administrative supplémentaire liée aux contraintes des marchés publics engendrerait un coût supplémentaire (qu'il est difficile de chiffrer à ce stade), sans garantie de succès.
 - Coût pour l'ordonnanceur : en première approche, la complexité supplémentaire pour l'ordonnanceur n'est pas considérable ; elle résiderait dans le fait que le mécanisme d'affectation d'un PSA au client devrait tenir compte du choix du client, ce que pourrait prévoir un système informatique approprié.

4.1.9.3.2.4 Conclusion

Des éléments exposés ci-dessus, E-CUBE conclut que :

- La modalité 2 semble inapplicable pour des raisons juridiques, mais il est souhaitable que cette hypothèse soit vérifiée par une analyse juridique de GRDF
- La modalité 3 est un entre-deux entre les modalités 1 et 4, qui est moins « efficace » que la modalité 1 pour affecter au client son PHE
- L'analyse coût-bénéfice des modalités 1, 3 et 4 est incertaine faute de données d'entrée fiables. Il n'est notamment pas possible de quantifier pour l'instant l'intérêt de permettre au client de choisir son PHE. Ce point pourra être éclairé par des données issues de la phase pilote : part des clients qui choisissent de faire réaliser l'adaptation par leur PHE, part des PHE qui acceptent de participer à l'adaptation compte tenu de l'investissement (formation, procédures administratives...), coûts supplémentaires (formation et autres) etc.
- Pour départager les modalités 1, 3 et 4, il est nécessaire que la phase pilote fasse ressortir des éléments tangibles permettant de quantifier plus précisément l'analyse coûts-bénéfices. Ces éléments sont listés en partie 4.3.3.2, ainsi que les points d'attention pour la mise en œuvre opérationnelle de ces modalités
- Comme la modalité 3 sera testée sur le secteur de Doullens, E-CUBE recommande de tester aussi les modalités 1 et 4 lors de la phase pilote, de préférence sur des secteurs analogues (nombre de clients, urbanisation). De plus, la modalité 3 étant un « entre-deux », certaines informations collectées sur l'application des modalités 1 et 4 seront utiles pour étudier la modalité 3.

Commentaire GRDF :

GRDF considère que la modalité 3 permet de tester les points principaux de la modalité 4 tels que la capacité du prestataire à entrer chez un client qui dispose par ailleurs d'un PHE, la capacité du prestataire à réaliser une intervention sur une installation qu'il ne connaît pas, les réclamations issues de cette situation en cas de conflits triangulaires...

Réponse E-CUBE :

E-CUBE recommande de tester les modalités 1 et 4 sur des secteurs analogues (densité de population, urbanisation), mais pas forcément même secteur.

Bien que le test de la modalité 3 sur le secteur de Doullens apporte des éléments, il est probable qu'il ne soit pas suffisant pour comparer les modalités 1 et 4, car :

- Le test de la modalité 3 n'apportera pas toutes les réponses pour la modalité 4 :
 - o Dans le cas de la modalité 3, le plus grand nombre de lots attribués par appel d'offres peut conduire à des prix unitaires plus élevés que dans la modalité 4.
 - o De plus, si le nombre de prestataires retenus est plus élevé que dans la modalité 4, les coûts (ex : formation) et la complexité organisationnelle (ex : ordonnancement) pourraient être plus élevés.
- Les différences de nature des secteurs peuvent induire des biais dans la comparaison (exemple : propension à faire appel au PHE) : Doullens étant un secteur qui se démarque des autres secteurs pilotes (moins dense, plus rural), une comparaison des modalités serait moins fiable qu'entre secteurs analogues

4.1.9.4 Mise en place d'un dispositif de secours pour l'adaptation

4.1.9.4.1 Description

GRDF prévoit de mettre en place un dispositif de secours pour l'adaptation afin de sécuriser sa réalisation. Les modalités de mise en place de ce dispositif ne sont pas définies à date et font l'objet d'une réflexion de GRDF. Dans le dispositif envisagé, l'intervenant missionné pour l'adaptation (ou qui a directement contractualisé avec le client) pourrait avoir recours à des « prestataires de secours » en cas de difficultés à adapter un appareil :

- Au premier niveau, une ligne téléphonique dédiée dirigerait l'appel vers un interlocuteur compétent (par exemple, un fabricant), qui tenterait de résoudre le problème par téléphone.
- Au second niveau, un technicien spécialisé pourrait être dépêché sur place pour réaliser l'adaptation.

Hors du cadre du changement de gaz, les stations techniques agréées (STA) de chaque fabricant interviennent déjà en support des installateurs lorsqu'ils rencontrent des difficultés. Selon la politique commerciale du fabricant, le dispositif de secours pourrait donc soit faire l'objet d'une facturation directe à l'intervenant, soit ne pas faire l'objet de facturation.

Par ailleurs, GRDF se garderait la liberté de « basculer » des clients d'un PSA vers d'autres en cas de non-conformités (retard par rapport à une date limite définie par GRDF, défauts). Les clients prévus pour le premier PSA seraient répartis entre les autres PSA missionnés par GRDF sur le même secteur de conversion, sans surcoût.

4.1.9.4.2 Analyse critique

Compte-tenu de l'hétérogénéité des types d'appareils à gaz et du nombre de fabricants, E-CUBE estime pertinent qu'un dispositif de secours soit mis en place pour sécuriser l'adaptation en cas de difficultés. Ce dispositif serait d'autant plus pertinent pendant les premières années de la conversion, pendant lesquelles la probabilité que les PSA soient confrontés à des difficultés nouvelles sera la plus élevée. E-CUBE recommande de faire ressortir du REX de la phase pilote les éléments permettant de valider la pertinence de ce dispositif.

Ce coût ne figurait pas explicitement dans l'estimation initialement proposée par GRDF. E-CUBE estime ce coût à ~ ██████ dans l'hypothèse qu'une aide téléphonique de ██████ minutes soit nécessaire pour 2% des clients, et que la moitié de ces cas nécessite de dépêcher un technicien spécialisé sur place⁴³.

⁴³ Voir partie modélisation des coûts, description (4.2.2.3.3), 1^{er} paragraphe

4.1.9.5 Mutualisation des appels d'offres de recensement et d'adaptation

4.1.9.5.1 Description

GRDF prévoit d'interdire aux prestataires d'effectuer à la fois le recensement et l'adaptation sur un secteur donné, par une clause contractuelle. L'objectif de cette mesure, selon GRDF, serait d'éviter de provoquer un effet d'aubaine pour certains clients et prestataires, qui consisterait à faire financer entièrement ou partiellement des travaux sur les appareils dans le cadre du plan de conversion, alors qu'ils ne sont pas nécessaires à la conversion :




- Soit aux dépens du client, en cas d'implémentation de la modalité 1 de contractualisation de l'adaptation : le PHE pourrait surestimer lors du recensement le devis des travaux d'adaptation à réaliser.
- Soit aux dépens du PHE (risque de concurrence déloyale) : le recenseur missionné par appels d'offres pourrait inciter le client à ne pas choisir le PHE pour l'adaptation.
- Soit aux dépens de GRDF (en cas d'implémentation des modalités 1 ou 4 de contractualisation de l'adaptation) : le recenseur et le client pourraient s'entendre sur les opérations à faire pour l'adaptation⁴⁴.

4.1.9.5.2 Analyse critique

Le risque d'effet d'aubaine identifié par GRDF est matériel. Il serait d'ailleurs accru si le remplacement de certains appareils non adaptables faisait l'objet d'aides financières.

De plus, E-CUBE constate que les travaux sur les appareils à gaz et les tournées d'intervention chez les clients ne sont pas toujours réalisés par les mêmes prestataires. Le fait de mutualiser les appels d'offres de recensement et d'adaptation pourrait donc limiter le panel de prestataires.

EXEMPLES DE POSITIONNEMENT ATTENDU DE SOCIÉTÉS PRESTATAIRES SUR LE RECENSEMENT ET L'ADAPTATION

Recensement uniquement	Adaptation uniquement	Recensement et adaptation
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spécialiste de la relève de compteurs de gaz <ul style="list-style-type: none"> – Feedback Energie ▪ Spécialiste sur les compteurs communicants <ul style="list-style-type: none"> – Solutions 30 SE ▪ Entreprise proposant des services dans l'inspection des installations énergétiques <ul style="list-style-type: none"> – Socotec France – Coprotec – Dekra Industrial 	<p>Chauffagiste ne réalisant pas de tournées de relève gaz</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Leaders du marché <ul style="list-style-type: none"> – Engie Home Services (filiale d'Engie) – Cham (filiale d'EDF) ▪ Acteurs locaux dans les Hauts-de-France <ul style="list-style-type: none"> – Foveo Chauffage – Nord Confort Services 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Chauffagiste ayant élargi sa gamme de service au porte-à-porte sur la chaîne de valeur du gaz <ul style="list-style-type: none"> – Proxiserve ▪ Spécialiste du comptage gaz proposant des services de maintenance sur les appareils à gaz <ul style="list-style-type: none"> – OTI France
		

Source: Communication des entreprises, Entretiens GRDF, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 14 : Exemples d'entreprises susceptibles de répondre aux appels d'offres recensement et adaptation

⁴⁴ Par exemple, le recenseur pourrait déclarer une chaudière présentant un coût d'adaptation pour recevoir l'indemnisation, au lieu d'un autre modèle

Cependant, E-CUBE identifie également plusieurs avantages à la mutualisation, listés ci-dessous :

Avantage	Conséquence	Facteur limitant
Déterminer une responsabilité claire en cas de problèmes logistiques ou techniques	Limitation des contentieux à régler, donc des coûts de gestion pour GRDF et/ou l'ordonnanceur	L'ordonnanceur pourra établir la responsabilité dans une partie des cas grâce aux informations entrées dans le système d'informations par les prestataires de recensement et d'adaptation, et si besoin en enquêtant auprès du client
Améliorer la qualité du recensement : l'enjeu de la qualité du recensement sera mieux pris en compte si recenseur et PSA sont une même entité	Réduction du nombre de visites, donc des coûts et de l'inconvénient client	Quel que soit le recenseur, il sera soumis à un contrôle de qualité et un système de bonus/malus contractuel
Réduire les délais entre le recensement et l'adaptation : l'entreprise pourra utiliser les résultats du recensement pour organiser l'adaptation « au fil de l'eau »	Réduction du risque de retard	Certaines tâches à effectuer entre recensement et adaptation, comme la logistique d'approvisionnement des pièces, pourraient être du ressort de GRDF ou de l'ordonnanceur
Réduire le temps d'intervention en exploitant mieux la prise d'informations pour le recensement (en particulier si la même personne intervient lors des deux visites)	Réduction des coûts	Certains PSA sont susceptibles d'être des sociétés de grande taille ; il est donc probable que des personnes différentes interviennent pour le recensement et l'adaptation.

Illustration 15 : Avantages *a priori* de la mutualisation des appels d'offres recensement et adaptation

Commentaire GRDF :

Illustration 15 : GRDF considère que ces avantages semblent de second ordre comparativement aux risques identifiés par ailleurs dont l'effet d'aubaine.

Réponse E-CUBE :

E-CUBE prend acte de l'avis de GRDF, mais considère que la mutualisation mérite d'être testée, comme le montre le fait que de nombreux GRD allemands l'aient retenue.

De plus, la majorité des GRD allemands ont choisi⁴⁵ de confier ces deux prestations au même prestataire, sans que ce sujet ait émergé comme un problème.

⁴⁵ La mutualisation de l'appel d'offres n'est pas une obligation imposée par le DVGW ou le régulateur fédéral allemand. Les GRD lancent parfois deux appels d'offres différents, mais choisissent dans la majorité des cas le même prestataire pour le recensement et l'adaptation [source : entretiens SWO Netz et ESK]

Ainsi, si GRDF constatait lors de la phase pilote que les entreprises missionnées pour le recensement ou l'adaptation pourraient réaliser les deux prestations, il paraîtrait pertinent de tester la mutualisation des deux appels d'offres.

4.1.10 Implication des fabricants d'appareils consommant du gaz

4.1.10.1 Description

GRDF échange avec les fabricants d'appareils consommant du gaz (chaudières, chauffe-eau, appareils de cuisson...) afin que ceux-ci apportent un appui technique dans le projet de conversion pour :

- Etablir les manuels de conversion.
- Fournir un support technique aux PSA lors de l'adaptation, par exemple des lignes téléphoniques de secours.
- Produire des kits d'adaptation (kits standards ou non, contenant des pièces de rechange ou non), c'est-à-dire des ensembles de pièces de rechange et d'outils spécifiques permettant d'adapter un modèle d'appareil.

De plus, GRDF souhaite faire intervenir une tierce partie experte et indépendante des fabricants pour valider les manuels de conversion afin d'éviter un possible « effet d'aubaine » pour les fabricants (en particulier pour favoriser le remplacement d'appareils). Cette expertise technique ne fait pas partie du champ d'intervention de GRDF car elle se situe « en aval du compteur ».

GRDF échange actuellement avec plusieurs organismes pour définir lequel pourrait endosser ce rôle.

4.1.10.2 Analyse critique

E-CUBE considère qu'il est important de faire contribuer au plus tôt les fabricants pour la production des manuels de conversion, des kits d'adaptation et éventuellement l'apport d'un support technique lors de l'adaptation. De plus, cet appui sera nécessaire sur toute la durée du projet pour accompagner la croissance de la base de données d'appareils.

En Allemagne, les fabricants contribuent au projet bien qu'aucune contrainte réglementaire ne le leur impose. Cela peut s'expliquer par plusieurs facteurs :

- Ils souhaitent maintenir leur image de marque en accompagnant leurs clients dans la conversion.
- Le projet de conversion est une opportunité d'augmenter les volumes de vente grâce aux remplacements d'appareils. Par exemple, certains fabricants proposent en Allemagne des réductions de plusieurs centaines d'euros pour le renouvellement d'une chaudière à l'occasion de la conversion⁴⁶.
- Les fabricants perçoivent des revenus de la vente des kits de conversion.

Cependant, E-CUBE ne peut pas exclure que la disponibilité des fabricants induise un risque de retard sur le projet au moment où le rythme de conversion augmentera. En fonction de l'évolution des échanges entre les fabricants et GRDF, de leur contribution et de la charge de travail due à la conversion (nombre de manuels de conversion et de kits d'adaptation à produire), la mise en place d'une obligation réglementaire pourrait être envisagée en dernier recours. Cependant, E-CUBE n'a pas évalué la faisabilité juridique de cette possibilité.

⁴⁶ Viessmann propose depuis 2015 une réduction pouvant aller jusqu'à 600 euros en cas de remplacement dû à la conversion

E-CUBE estime pertinent d’impliquer une tierce partie indépendante des fabricants pour apporter une expertise technique sur les manuels de conversion et éviter un effet d’aubaine pour les fabricants.

A titre d’exemple, dans les autres pays concernés, les procédures ou recommandations techniques sont établies par des organismes tiers ou associations faïtières du gaz :

- En Allemagne : le DVGW est une association publique dont la mission principale est d’établir les normes techniques pour la sécurité et la fiabilité dans les domaines de l’eau et du gaz.
- En Belgique : gas.be, anciennement Association Royale des Gaziers Belges, regroupe les GRT et GRD de gaz naturel et vise à promouvoir l’utilisation du gaz naturel en Belgique.

Parmi les organismes qui pourraient prendre ce rôle en France, l’AFG présenterait l’avantage de regrouper l’ensemble des acteurs de la filière gaz et de disposer d’une équipe « technique » disposant de l’expertise nécessaire.

A l’inverse, avec une dizaine d’employés, Certigaz n’aurait probablement pas la capacité de contrôler l’ensemble des manuels de conversion. E-CUBE estime que d’autres entités pourraient aussi être impliquées dans ces activités, notamment le CETIAT qui effectue des essais et des mesures sur les chaudières.

4.1.11 Organisation de la logistique d’approvisionnement des pièces de rechange

4.1.11.1 Description

GRDF souhaite gérer la distribution des pièces de rechange (injecteurs, diaphragmes...) pour tous les Prestataires de Service d’Adaptation (PSA) de clients particuliers, et envisage de les mettre à disposition chez les distributeurs de pièces ou d’outils habituels des PSA. De plus, afin de faciliter la logistique, GRDF échange avec les fabricants sur la possibilité de produire des kits standards de pièces de rechange.

L’organisation détaillée de cette logistique n’est pas entièrement clarifiée à ce stade.

4.1.11.2 Analyse critique

E-CUBE estime que l’approvisionnement en pièces de rechange peut induire un risque de retard du projet. Ainsi, en Allemagne, où cette logistique a été confiée soit aux GRD soit aux prestataires d’adaptation selon les secteurs, elle a causé des retards lors de la phase pilote. Cependant, il convient de noter qu’en Allemagne, la quantité de pièces est plus importante car les réseaux gaz B et gaz H sont au même niveau de pression, donc le changement de gaz implique un changement quasi-systématique des injecteurs sur les appareils, y compris pour les appareils I2E+. Au contraire, en France, GRDF estime qu’une pièce de rechange ne sera nécessaire que pour ~15% des appareils⁴⁷.

La gestion centralisée par GRDF de l’approvisionnement en pièces de rechanges pour les appareils, qu’envisage l’opérateur, lui permettrait de garantir lui-même l’approvisionnement en pièces. Cela pourrait limiter le risque de rupture d’approvisionnement grâce à une anticipation globale des volumes nécessaires en lien direct avec les fabricants. Cependant, E-CUBE note trois points qui restent à clarifier dans ce schéma :

- Rémunération des distributeurs pour la mise à disposition de pièces de rechange.
- Coûts de gestion des stocks.
- Risque pris sur les volumes achetés en cas de non-utilisation.

⁴⁷ GRDF estime que 40% des appareils devront être adaptés et que parmi ces appareils, 40% auront besoin d’une pièce de rechange. Certaines pièces de rechange sont fournies par le constructeur au client à l’achat de la chaudière. Cependant, la probabilité que les clients aient conservé ces pièces paraît faible. GRDF prévoit donc l’approvisionnement du nombre de pièces nécessaires à l’adaptation de tous les appareils. GRDF indique que cette estimation est préliminaire et sera affinée au cours du projet.

De plus, la production de kits d'adaptation standard pour plusieurs types d'appareils est souhaitable car elle présenterait les avantages suivants pour le projet :

- Sécuriser l'approvisionnement des pièces. En effet, la possibilité d'avoir recours à plusieurs fournisseurs limite les risques. De plus, si un fabricant ne produisait pas les pièces de rechange pour ses appareils (par exemple en raison des coûts de production trop importants) ou si le fabricant d'un appareil avait cessé son activité, l'utilisation d'un kit standard pourrait éviter de remplacer l'appareil⁴⁸.
- Limiter les coûts des pièces grâce à une économie d'échelle.

La fabrication de kits standard pourrait cependant être limitée par :

- Les brevets déposés par les fabricants sur les pièces de rechange.
- La perte de garantie fabricant pour le client en cas d'utilisation d'un kit standard.
- La responsabilité du fabricant du kit et de l'adaptateur en cas de défaillance du matériel lors du projet de conversion ou après

4.1.12 Contrôles des prestations

4.1.12.1 Description

GRDF prévoit de réaliser les opérations de contrôle par échantillonnage aléatoire selon la norme ISO2859⁴⁹. Cette norme prévoit que le taux d'échantillonnage dépende de la taille du lot considéré. GRDF a choisi des tailles de lots pour les prestations de la phase pilote mais compte les revoir à la lumière du REX des secteurs pilotes.

- Pour le recensement, GRDF a choisi une taille de lot de 100 et un taux de contrôle de 8%, correspondant au minimum requis par la norme ISO2859
- Pour le contrôle du réglage de la pression⁵⁰, de l'adaptation et de la vérification, GRDF a choisi une taille de lot de 25 et un taux de contrôle de 12%, correspondant au minimum requis par la norme ISO2859

Les résultats des contrôles conduiraient à rejeter ou non le lot entier suivant un seuil de rejet fixé par la norme.

4.1.12.2 Analyse critique

Le pilote permettra à GRDF d'ajuster la taille des lots de contrôle des différentes prestations (recensement, adaptation, voire réglage de pression si séparé de l'adaptation), afin de limiter les coûts de contrôle. En effet, il existe pour chaque type d'opération une taille de lot optimale :

- Un lot plus petit conduit à réaliser plus de contrôles (car le taux d'échantillonnage évolue inversement à la taille du lot)
- Un lot plus grand conduit à
 - o Rejeter plus d'opérations en cas de non-conformité
 - o Utiliser un seuil de rejet plus faible du lot

⁴⁸ En Allemagne, le fait que certains fabricants, comme Vaillant, utilisent des injecteurs standardisés pour certains de leurs appareils, a facilité la fabrication de kits standard.

⁴⁹ Source : Afnor, Règles d'échantillonnage pour les contrôles par attributs.

⁵⁰ Le contrôle du réglage de la pression ne figurait pas dans le plan de conversion initial de GRDF, mais l'opérateur prévoit maintenant d'appliquer le même taux de contrôle que pour l'adaptation

De plus, en pratique, GRDF pourrait devoir tenir compte d'une borne maximale d'échantillonnage pour certains prestataires ne réalisant pas beaucoup d'interventions (certains PHE par exemple, en cas d'implémentation de la modalité 1 sur la contractualisation de l'adaptation).

4.2 Modélisation des coûts

4.2.1 Description

Dans son plan initial de conversion, GRDF a estimé les coûts de conversion de son réseau et des installations intérieures raccordées à 623 M€ (hors coûts de remplacement des appareils non adaptables), dont ~49 M€ de CAPEX et ~575 M€ d'OPEX.



Illustration 16 : Décomposition de l'estimation de coûts de conversion proposée par GRDF [M€ ; 2016-2029]

Par rapport au plan initial, GRDF anticipe des coûts supplémentaires qu'E-CUBE a estimés à ~30 M€. La majorité de ce montant est due à la répétition d'une partie des visites lors du recensement ou de l'adaptation, et à la prise en compte du recensement des clients inactifs.



Illustration 17 : Ajustements à la hausse par rapport au plan de conversion GRDF initial [M€ ; 2014-2029]

La somme du plan initial et de ces ajustements à la hausse est désignée dans la suite du rapport par « Estimation GRDF ». Par ailleurs, GRDF estime le coût de remplacement des appareils non adaptables à 156 M€.

4.2.2 Analyse critique

4.2.2.1 Présentation générale des coûts

4.2.2.1.1 Estimation des CAPEX

E-CUBE considère que les estimations de CAPEX soumises par GRDF dans le plan initial de conversion (~50 M€) sont raisonnables.

En effet, la majeure partie des CAPEX réseau correspond au renouvellement de branchements, pour un coût unitaire moyen de ~■■■■■. Or ce coût unitaire est proche du coût moyen d'un branchement neuf, qui est de 2200 €⁵¹. Cet écart peut provenir de la différence de nature des branchements concernés, ceux à remplacer dans le cadre du projet Tulipe étant « non conformes » (par exemple, sans organe de coupure générale).

De plus, l'estimation proposée par GRDF représente un CAPEX SI de ~23 €/PCE⁵² pour le développement d'une application spécifique. Or, les éléments de *benchmark* dont dispose E-CUBE sur les CAPEX des SI de gestion de clientèle pour les *utilities*, qui recouvrent des fonctionnalités similaires à celui développé par GRDF⁵³, sont proches, c'est-à-dire de 15 à 20 €/PCE. L'écart entre cette borne haute et les coûts présentés par GRDF peut s'expliquer par le fait que le dimensionnement d'un tel SI dépend aussi du total de PCE à traiter.

4.2.2.1.2 Estimation des OPEX

E-CUBE estime que les OPEX de conversion du réseau de GRDF et des installations intérieures raccordées pourraient être de ~400 M€, soit ~30% de moins que l'estimation initiale de GRDF (~252 €/client contre ~380€/client initialement).

Les ajustements à la hausse et à la baisse résultent de modifications de paramètres qui sont de deux ordres :

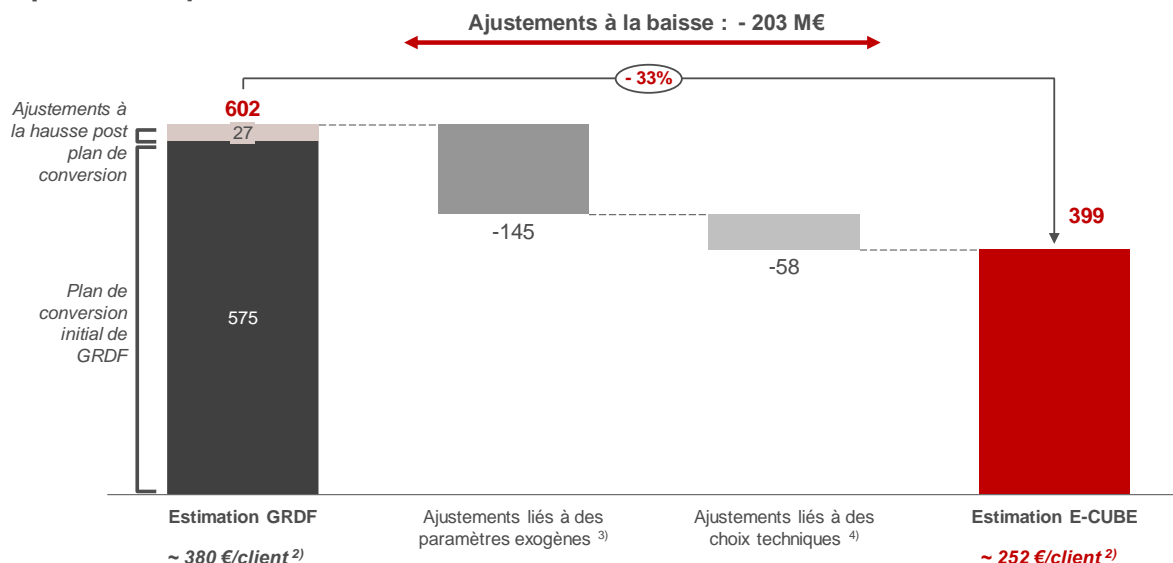
- Soit des paramètres exogènes à GRDF, c'est-à-dire sur lesquels il a un contrôle limité ;
- Soit des choix techniques de processus de conversion, que l'opérateur contrôle.

⁵¹ Source : Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)

⁵² ~7 M€ de CAPEX pour le développement d'un SI spécifique, pour un maximum de ~300 000 PCE à traiter par an (nombre maximum atteint en 2025, en prenant compte des clients actifs, inactifs et improductifs). La réduction du nombre maximal de PCE à traiter par an (par exemple en modifiant le calendrier de conversion des secteurs) ne permettrait qu'un gain minime : ~1 M€/an, en supposant qu'il s'agisse du seul critère de dimensionnement.

⁵³ Gestion des interventions, prise de rendez-vous, informations sur la consommation et la localisation des clients...

COMPARAISON DU TOTAL DES OPEX ESTIME PAR GRDF AVEC CELUI ESTIME PAR E-CUBE
 [M€ ; 2014-2029] ¹⁾



- 1) Montants non actualisés
 - 2) Environ 1,58 Millions de clients
 - 3) Variables sur lesquelles l'opérateur a un contrôle limité ou nul
 - 4) Variables que l'opérateur peut contrôler
- Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants, GRDF

Illustration 18 : Comparaison des OPEX estimées par GRDF avec les OPEX estimées par E-CUBE
 [M€ ; 2014-2029]

Parmi les ~200 M€ de différences de coûts entre l'estimation GRDF et l'estimation E-CUBE, ~70% relèvent de modifications de paramètres exogènes à GRDF et ~30% relèvent de différences de choix techniques.

Les OPEX par client estimées par E-CUBE sont donc de ~252 €/client, contre ~380 €/client dans l'estimation de GRDF (365 €/client dans le plan initial et 15 €/client d'ajustements à la hausse).

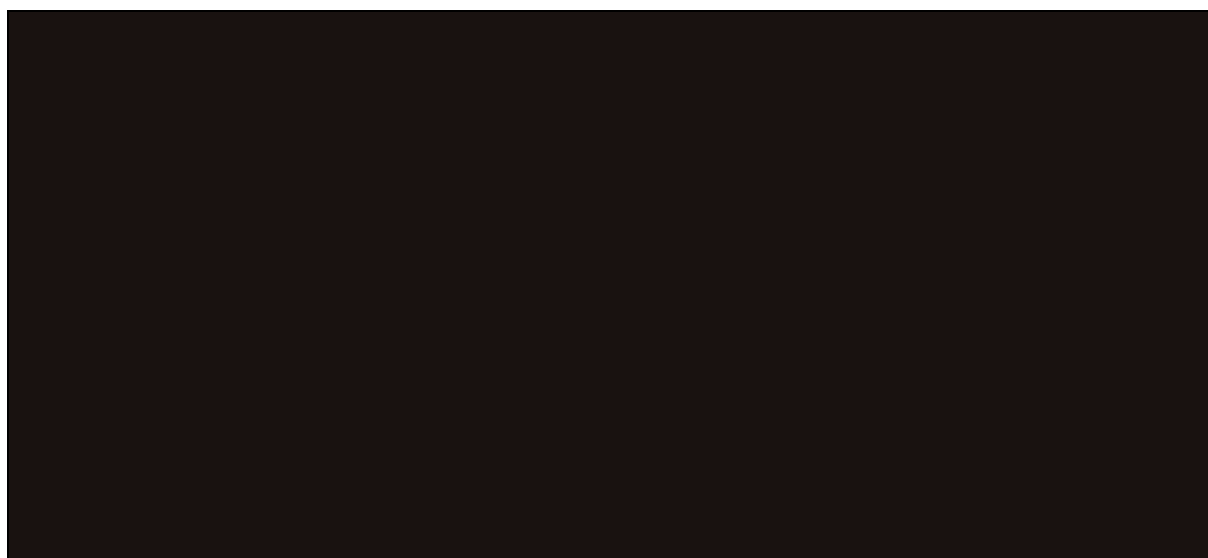


Illustration 19 : Ajustements à la baisse recommandés par E-CUBE par rapport à l'estimation GRDF
[M€ ; 2014-2029]

4.2.2.2 *Comparaison internationale*

Les coûts par client des différentes activités sont similaires à ceux prévus en Allemagne. Bien qu'il existe des différences de processus technique entre les deux pays, les projets sont comparables. La comparaison porte sur trois activités :

- Le « management de projet », qui regroupe à la fois l'ordonnancement, la communication, le pilotage, les SI... Dans l'estimation E-CUBE, les coûts d'ordonnancement représentent ~██████% du total de ██████ €/client. Cela correspond au bas de la fourchette en Allemagne, qui va de ██████ à ██████ €/client, ce qui peut s'expliquer par les effets d'échelle dont bénéficie GRDF. On peut en déduire que les estimations faites par E-CUBE de la somme de ces coûts sont raisonnables.
- « Recensement et adaptation » : les deux sont fréquemment regroupés dans un seul appel d'offres en Allemagne. Pour un client français devant faire l'objet à la fois du recensement et de l'adaptation, le coût estimé par E-CUBE est de ██████ €/client, ce qui est dans la partie basse de la fourchette allemande (██████ à ██████ €/client).
- « Contrôle » englobe à la fois les contrôles de l'adaptation et du recensement. Le montant estimé par E-CUBE (██████ €/client) est inférieur de ~30% à la borne basse de la fourchette allemande (██████ €/client). Cet écart pourrait s'expliquer notamment par le nombre de visites de contrôle effectuées indépendamment des visites de recensement ou d'adaptation (GRDF prévoit d'effectuer 70% des contrôles de recensement en même temps que le recensement).

Les fourchettes de coûts présentées ici pour l'Allemagne sont issues des estimations de montants fournies par les adjudicateurs avant les appels d'offres. Il s'agit donc d'estimations, mais elles se fondent sur les retours d'expérience des premiers projets effectués dans le pays depuis 2015. Par ailleurs, on observe que le coût unitaire tend à baisser lorsque la taille du GRD considéré augmente, par effets d'échelle.



Illustration 20 : Comparaison des coûts unitaires par activité dans l'estimation E-CUBE avec les prévisions des GRD allemands [M€ ; 2014-2029]

4.2.2.3 *Ajustements à la hausse par rapport au plan initial*

Les ajustements sur les OPEX à la hausse par rapport au plan de conversion initial ont été estimés à ~27 M€ par E-CUBE.

4.2.2.3.1 *Taux de répétition de visites*

E-CUBE estime le taux de répétition de visites à 6% (soit 1,06 visite en moyenne pour réaliser une intervention) :

- Taux de clients pour lesquels une seule visite supplémentaire est nécessaire : 4%. E-CUBE fait l'hypothèse que ce taux est quatre fois plus élevé que le taux de clients pour lequel deux visites supplémentaires sont nécessaires (voir ci-dessous).
- Taux de clients pour lesquels deux visites supplémentaires sont nécessaires : 1%, ce qui correspond aux premiers retours en Allemagne⁵⁴. 2 visites supplémentaires sont nécessaires pour 1% des clients, ce qui équivaut à 2% de visites supplémentaires au total.

L'introduction d'un taux de répétition des visites, qui ne figurait pas dans le plan initial, induit un ajustement des OPEX à la hausse de ~[REDACTED].

4.2.2.3.2 *Recensement des clients inactifs*

GRDF compte recenser aussi bien les clients actifs qu'inactifs. E-CUBE a donc ajouté à l'estimation de GRDF le coût de recensement des ~300 000 clients inactifs, qui n'y figurait pas initialement. E-CUBE a pris pour hypothèse que le coût d'un recensement est le même entre un client actif et un client inactif. Cette mesure induit un ajustement à la hausse de ~[REDACTED].

4.2.2.3.3 *Mise en place d'un dispositif de secours pour l'adaptation*

Le coût du dispositif de secours pour l'adaptation ne figurait pas dans l'estimation initiale des coûts.

E-CUBE estime ce coût à ~[REDACTED] pour les deux niveaux de secours :

- Niveau 1 : ~[REDACTED] pour l'aide téléphonique. L'hypothèse retenue est qu'une aide téléphonique de [REDACTED] minutes sera nécessaire pour 2% des clients⁵⁵.
- Niveau 2 : ~[REDACTED] pour une intervention en personne du prestataire de secours. L'hypothèse est qu'une intervention sera nécessaire pour la moitié des appels du niveau 1, qui ne permettront pas de résoudre le problème, donc pour 1% des clients. De plus, l'hypothèse est faite que ce coût d'intervention est égal au coût d'adaptation.

4.2.2.3.4 *Doublement des courriers par des courriels*

E-CUBE estime ce coût à ~200 k€ pour l'envoi de 5 courriels pour chacun des clients « sans process » de la zone B⁵⁶.

4.2.2.3.5 *Contrôle du réglage de la pression*

GRDF compte contrôler par échantillonnage aléatoire les prestations de réglage pression. E-CUBE a donc inclus dans l'estimation ce coût, qui n'y figurait pas initialement, et qui est estimé à ~[REDACTED]. Pour le calcul, E-CUBE a pris comme hypothèse un taux d'échantillonnage de 12% pour le contrôle des prestations de changement de régulateurs domestiques et de réglage de la pression au niveau des PDR.

⁵⁴ Source : Westnetz

⁵⁵ Ce service d'aide téléphonique n'est actuellement pas facturé par les fabricants, mais E-CUBE n'exclut pas qu'il le devienne si la conversion induit une surcharge importante

⁵⁶ Pour un coût de 0,03 €/mail [Source : base de données E-CUBE]

4.2.2.3.6 Hausse du taux de contrôle pour le recensement et l'adaptation

Pour suivre le projet de GRDF de contrôler le recensement par lots de 100 et l'adaptation par lot de 25, la norme ISO2859 exige qu'au minimum 8% des prestations de recensement soient contrôlées et qu'un minimum de 12% des prestations d'adaptation soient contrôlées. Or, GRDF utilisait dans le plan initial un taux de 7,5% pour les deux prestations.

Par ailleurs, E-CUBE a considéré que le coût horaire du prestataire était de ██████, contre ██████ dans le plan initial de GRDF. En effet, ce chiffre varie entre ██████ et ██████ pour des prestations analogues⁵⁷, ██████ correspond donc à la moyenne. Cette hypothèse est utilisée pour le coût horaire du recenseur, de l'adaptateur et du technicien réglant la pression.

Avec ces hypothèses, E-CUBE estime que la hausse du taux de contrôle induit un ajustement à la hausse de ~█████.

4.2.2.4 Ajustements à la baisse par rapport à l'estimation GRDF

Il convient de noter que les variables modifiées ne sont pas indépendantes, donc les montants des ajustements à la baisse associés à ces modifications dépendent de l'ordre dans lequel elles sont effectuées.

4.2.2.4.1 Baisse du coût unitaire de recensement

GRDF a estimé que la durée d'une visite d'un recensement était de ██████ en moyenne avec un coût horaire de ██████, ce qui donne un coût moyen de ██████ €/recensement.

- E-CUBE estime que la durée moyenne à retenir est de ~█████ minutes



Illustration 21 : Durée estimée de la visite de recensement

Pour estimer cette durée, E-CUBE a utilisé les hypothèses suivantes :



⁵⁷ Source : Base de données CRE et base de données E-CUBE

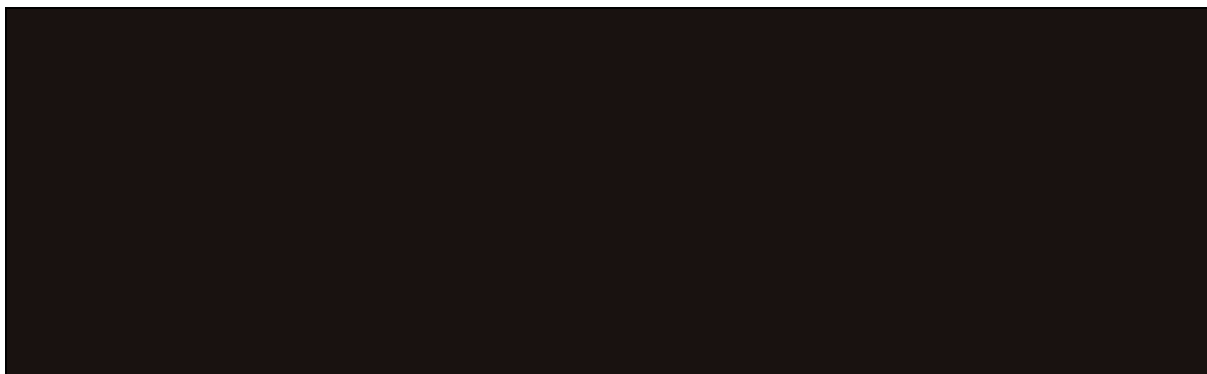


Illustration 22 : Hypothèses prises pour estimer la durée du recensement

- E-CUBE estime que le coût horaire à retenir est de [REDACTED], comme expliqué en partie 4.2.2.3.6.

Ainsi, en considérant une durée moyenne de [REDACTED] minutes pour le recensement et un coût horaire moyen de [REDACTED], E-CUBE estime le coût moyen d'un recensement à [REDACTED] €, soit ~[REDACTED] de moins que l'estimation initiale de GRDF.

L'estimation d'E-CUBE est dans la fourchette des prix proposés par les prestataires lors de l'appel d'offres recensement pour le secteur de Doullens.⁵⁸

L'ajustement à la baisse est de ~[REDACTED] par rapport à l'estimation GRDF.

4.2.2.4.2 Baisse du coût unitaire de réglage pression

Le passage de [REDACTED] à [REDACTED] pour le coût horaire du technicien réglant la pression induit un ajustement à la baisse de ~[REDACTED].

4.2.2.4.3 Baisse du coût unitaire d'adaptation

GRDF a calculé un coût moyen d'adaptation, en utilisant une moyenne sur 7 catégories de clients définies par plusieurs critères (nombre d'appareils, nombre d'appareils à adapter, changements de pièces nécessaires etc), chaque catégorie étant pondérée par sa proportion dans la population des clients. GRDF obtient ainsi un coût moyen de [REDACTED] € par client, sur l'ensemble des clients « sans process » actifs, que leurs appareils nécessitent ou non d'être adaptés. Le coût total estimé par GRDF est de [REDACTED] M€.

Pour son estimation, E-CUBE distingue les clients qui ont au moins un appareil à adapter des autres.

Pour les clients ayant au moins un appareil à adapter (~40% des clients actifs « sans process »), E-CUBE estime le coût d'adaptation à ~[REDACTED] M€. Pour le calcul du coût unitaire, E-CUBE retient les hypothèses suivantes :

- Coût de la visite d'adaptation par client
 - o Durée d'adaptation : [REDACTED] par adaptation en moyenne, trajet et prise de rendez-vous compris, dont :
 - [REDACTED] de temps de travail sur site en moyenne (fourchette : 1h10 à 2h10).
 - ~[REDACTED] minutes de prise de rendez-vous⁵⁹

⁵⁸ Fourchette de prix constatée : entre ~[REDACTED] et ~[REDACTED] €/recensement

⁵⁹ Source : Base de données CRE

- Coût horaire : ██████, comme expliqué en partie 4.2.2.3.6.
- Le coût de la visite d'adaptation sans coût des pièces est donc estimé à ~█████ €/client
- Coût moyen d'une pièce de rechange par client :
 - 20 € par appareil à adapter⁶⁰
 - Les clients ayant au moins un appareil à adapter en ont en moyenne 1,2⁶¹
- Le coût moyen par client des pièces de rechange est donc de ~25 €/client

E-CUBE estime ainsi le coût moyen d'une adaptation à ~█████ € par client utilisant au moins un appareil à adapter. Ce montant est la somme du coût de la visite (~█████ €/client) et du coût des pièces (~25 €/client). Ce montant correspond au milieu de la fourchette estimée en Belgique (█████ à ██████ € par client à adapter).



Illustration 23 : Hypothèses prises pour estimer la durée de l'adaptation

Pour les clients n'ayant aucun appareil à adapter (~60% des clients actifs « sans process »), GRDF prévoit qu'un technicien compétent dans les installations intérieures de gaz vérifie que les appareils fonctionnent correctement après la modification de pression (niveau de production de CO, bruit...), et qu'aucun nouvel appareil n'est utilisé par rapport au recensement. E-CUBE évalue la durée de cette action à ██████ minutes en moyenne, soit ~█████ au total.

Pour le calcul du coût unitaire de cette vérification, E-CUBE retient les hypothèses suivantes :

- Pour les clients « sans process » directement reliés au réseau MPB (~95% des clients « sans process »), la vérification est effectuée en même temps que le réglage de la pression, donc le coût est de ██████ €/client (█████ minutes au coût horaire de ██████ €).

- Pour les clients « sans process » reliés au réseau BP (~5% des clients « sans process »), cette vérification fait l'objet d'une visite spécifique car le réglage de la pression ne s'effectue pas chez le client, dont le coût est estimé à ██████ €/client (█████ minutes de trajet et ██████ minutes de vérification, avec un coût horaire de ██████).

⁶⁰ Le coût d'une pièce est estimé à 50 € et GRDF estime à 40% le nombre d'appareils à adapter ayant besoin d'une pièce de rechange

⁶¹ Les appareils de cuisson ne nécessitent pas d'adaptation

L'estimation E-CUBE pour l'adaptation est donc de ~ [REDACTED] soit un écart de ~ [REDACTED] avec l'estimation initiale de GRDF ([REDACTED]).

De plus, les ajustements réalisés sur la variable « coût unitaire d'adaptation » induisent des variations à la baisse d'autres postes de coûts, pour un total de ~ [REDACTED] ([REDACTED] pour l'aide aux chaudières auto-adaptatives, [REDACTED] pour le contrôle de l'adaptation).

Au total, l'estimation E-CUBE induit un ajustement des coûts à la baisse de ~ [REDACTED] par rapport à l'estimation GRDF.

4.2.2.4.4 Baisse des coûts unitaires de contrôle

Le passage de [REDACTED] à [REDACTED] (voir partie 4.2.2.3.6) du coût horaire du technicien réalisant les contrôles (recensement, réglage pression et adaptation) induit un ajustement des coûts à la baisse de ~ [REDACTED].

4.2.2.4.5 Suppression de l'aide à la mise en place des chaudières auto-adaptatives

Contrairement au plan initial, GRDF a finalement décidé de ne pas prévoir dans son estimation de coûts d'aide à la mise en place des chaudières auto-adaptatives, pour deux raisons :

- Le coût de cette aide pourrait être supérieur aux économies qu'elle générerait.
- Cette mesure pourrait distordre la concurrence car les fabricants de chaudières ne proposent pas tous de tels modèles.

E-CUBE considère ce choix comme pertinent et estime l'ajustement à la baisse à ~ [REDACTED].

Dans le cadre de la mise en place de l'aide aux chaudières auto-adaptatives, les hypothèses étaient les suivantes :

- Taux annuel de renouvellement des chaudières : 4,75%⁶².
- Taux d'adoption : 50%.
- Montant de l'aide : [REDACTED]
- Lorsqu'un client accepte de remplacer sa chaudière par une chaudière auto-adaptative, l'économie est le coût de la visite d'adaptation car elle serait évitée

4.2.2.4.6 Regroupement des visites pour le réglage pression et l'adaptation

GRDF souhaite réaliser ce regroupement mais ne l'avait pas pris en compte dans son estimation de coûts initiale (voir partie 4.1.8). E-CUBE estime l'ajustement à la baisse à ~9 M€. Ce chiffrage prend en compte l'estimation du coût de formation des chauffagistes au réglage de la pression (~0,7 MEUR en faisant l'hypothèse, donnée par GRDF, que cette formation vient ajouter 2 heures à la formation d'adaptation).

Cette estimation repose sur l'hypothèse que la mutualisation des deux prestations permet d'économiser le temps de trajet (20 minutes) mais ne permet pas de raccourcir la durée des actes sur site.

La mutualisation concernerait l'ensemble des clients :

- Raccordés au réseau MPB, soit ~95% du parc de clients dans la région Hauts-de-France⁶³.
- Et qui ont besoin d'une adaptation, soit 40% des clients raccordés au réseau MPB⁶⁴.

⁶² Source : Etude Energies et Avenir

⁶³ Source : GRDF : 40% des clients ont besoin d'une adaptation. E-CUBE a estimé que cette répartition restait identique entre les clients raccordés au réseau MPB et ceux raccordés au réseau BP.

⁶⁴ Source : GRDF

4.2.2.4.7 *Mise en place d'une auto-administration digitale pour le recensement*

E-CUBE estime l'ajustement à la baisse des coûts du fait de l'auto-administration digitale du recensement à ~[REDACTED].

Les hypothèses pour le calcul sont les suivantes :

- 40% des clients accepteraient de réaliser une auto-administration digitale⁶⁵ pour le recensement, soit ~600 000 clients.
- La visite de recensement est plus courte de ~[REDACTED] minutes⁶⁶. Le coût horaire du recenseur étant estimé à [REDACTED] cela correspond à [REDACTED] €/ client effectuant l'auto-administration digitale du recensement.

4.2.2.4.8 *Suppression du taux de vérification*

E-CUBE estime que le fait de ne pas considérer de visite de vérification pour les secteurs convertis après celui de Doullens réduit de ~[REDACTED] l'estimation de coûts par rapport à l'estimation initiale de GRDF.

Les hypothèses pour cette estimation sont les suivantes :

- GRDF considérerait que la vérification serait réalisée chez l'ensemble des clients utilisant au moins un appareil à adapter, soit 40% du total.
- Le coût de la visite est égal à celui des contrôles (recensement, adaptation).

E-CUBE estime le coût de la vérification dans le secteur de Doullens à [REDACTED], avec un taux d'échantillonnage de 12%. Avec ce taux d'échantillonnage, le coût d'effectuer la vérification sur l'ensemble des secteurs serait de ~[REDACTED].

4.2.2.5 *Comparaison des trajectoires de coûts entre l'estimation initiale proposée par GRDF et l'estimation E-CUBE*

Les différences entre l'estimation initiale de GRDF et l'estimation E-CUBE portent essentiellement sur des paramètres dont la valeur est constante tout au long du projet (ex : coût horaire des prestataires). Ainsi, la trajectoire de coûts de l'estimation E-CUBE est presque homothétique à celle de GRDF, avec une différence de coûts d'environ 30% chaque année.

⁶⁵ Ce taux correspond au taux de clients ayant effectué en ligne leur déclaration d'impôt sur le revenu 2015 (source : DGFIP)

⁶⁶ Durée estimée de la prise d'informations générales lors du recensement

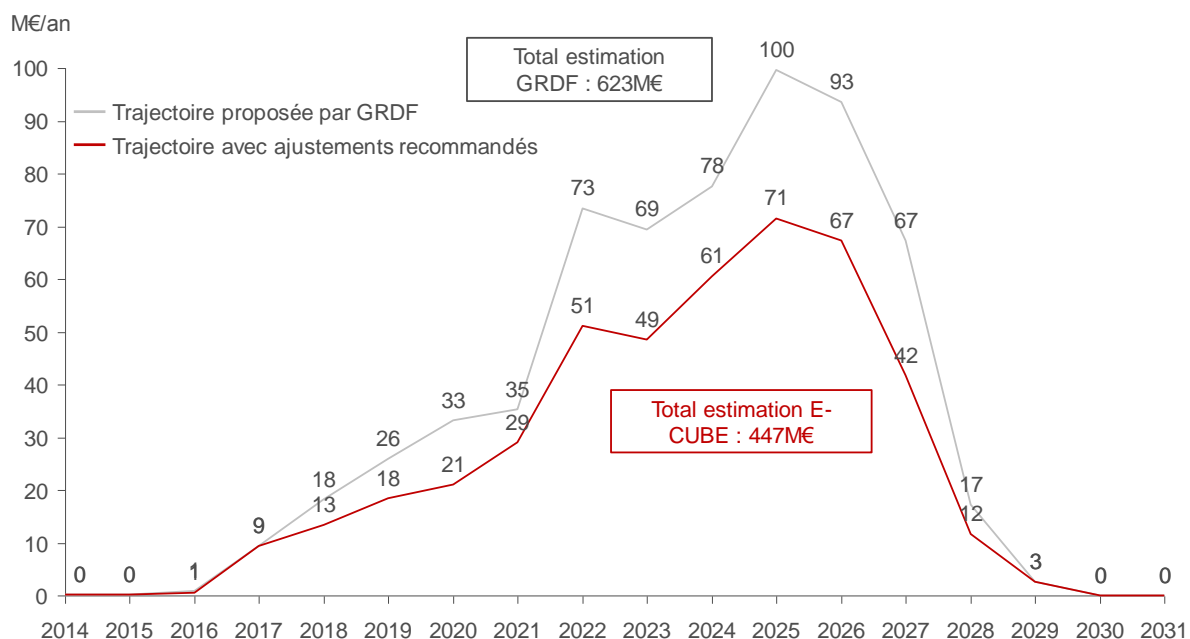


Illustration 24 : Trajectoires de coûts dans l'estimation initiale proposée par GRDF et dans l'estimation E-CUBE [M€/an ; 2014-2031]

RUBRIQUE	Proposé par GRDF	Avec ajustements	Ajustements recommandés
CAPEX - Travaux réseaux	41 480	41 480	-
CAPEX - Systèmes d'information	7 137	7 137	-
TOTAL CAPEX	48 617	48 617	-
OPEX - 1. Systèmes d'information			
OPEX - 2. Communication			
OPEX - 3. Procédures et manuels de conversion			
OPEX - 4. Formation des intervenants			
OPEX - 5. Ressources dédiées au pilotage du projet			
OPEX - 6. Opérations de conversion communes aux clients avec et sans process			
OPEX - 7. Opérations de conversion communes aux clients sans process			
OPEX - 8. Opérations de conversion communes aux clients avec process			
OPEX - 9. Chaudières auto-adaptatives			
TOTAL OPEX	574 817	398 782	176 035
TOTAL DES COUTS DU PROJET	623 434	447 399	176 035

Illustration 25 : Comparaison des trajectoires de coûts entre l'estimation initiale de GRDF et
l'estimation E-CUBE [k€ ; 2014-2031]

Les pages suivantes décrivent les différentes trajectoires de coûts et reprennent ainsi les coûts annuels des 3 colonnes du tableau précédent :

- 1^{er} tableau : estimation GRDF
- 2^{ème} tableau : estimation E-CUBE
- 3^{ème} tableau : ajustements recommandés entre l'estimation initiale de GRDF et l'estimation E-CUBE

RUBRIQUE- ESTIMATION GRDF	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
CAPEX – Travaux réseaux	-	-	-	2 548	3 621	3 980	3 781	4 004	5 596	4 231	3 940	3 776	4 408	1 040	555	-	-	-	41 480
CAPEX – Systèmes d'information	-	-	-	2 749	2 090	1 152	1 146	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7 137
TOTAL CAPEX	-	-	-	5 297	5 711	5 131	4 927	4 004	5 596	4 231	3 940	3 776	4 408	1 040	555	-	-	-	48 617
OPEX – 1. Systèmes d'information																			
OPEX – 2. Communication																			
OPEX – 3. Procédures et manuels de conversion																			
OPEX – 4. Formation des intervenants																			
OPEX – 5. Ressources dédiées au pilotage du projet																			
OPEX – 6. Opérations de conversion communes aux clients avec et sans process																			
OPEX – 7. Opérations de conversion communes aux clients sans process																			
OPEX – 8. Opérations de conversion communes aux clients avec process																			
OPEX – 9. Chaudières auto-adaptatives																			
TOTAL OPEX	215	200	545	4 351	14 008	21 712	26 115	40 316	66 403	64 909	81 802	96 309	87 673	54 193	13 412	2 655	-	-	574 817
TOTAL DES COUTS DU PROJET	215	200	545	9 649	19 719	26 843	31 042	44 320	71 999	69 141	85 742	100 084	92 081	55 233	13 967	2 655	-	-	623 434

Illustration 26 : Trajectoire de coûts dans l'estimation GRDF [k€ ; 2014-2029]

RUBRIQUE- AVEC AJUSTEMENTS	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
CAPEX – Travaux réseaux	-	-	-	2 548	3 621	3 980	3 781	4 004	5 596	4 231	3 940	3 776	4 408	1 040	555	-	-	-	41 480
CAPEX – Systèmes d'information	-	-	-	2 749	2 090	1 152	1 146	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7 137
TOTAL CAPEX	-	-	-	5 297	5 711	5 131	4 927	4 004	5 596	4 231	3 940	3 776	4 408	1 040	555	-	-	-	48 617
OPEX – 1. Systèmes d'information																			
OPEX – 2. Communication																			
OPEX – 3. Procédures et manuels de conversion																			
OPEX – 4. Formation des intervenants																			
OPEX – 5. Ressources dédiées au pilotage du projet																			
OPEX – 6. Opérations de conversion communes aux clients avec et sans process																			
OPEX – 7. Opérations de conversion communes aux clients sans process																			
OPEX – 8. Opérations de conversion communes aux clients avec process																			
OPEX – 9. Chaudières auto-adaptatives																			
TOTAL OPEX	215	200	545	4 108	7 766	13 277	16 038	25 110	45 473	44 269	56 665	67 701	62 963	40 746	11 051	2 655	-	-	398 782
TOTAL DES COUTS DU PROJET	215	200	545	9 405	13 477	18 409	20 965	29 114	51 069	48 500	60 605	71 477	67 371	41 787	11 606	2 655	-	-	447 399

Illustration 27 : Trajectoire de coûts dans l'estimation E-CUBE [k€ ; 2014-2029]

RUBRIQUE- AJUSTEMENTS RECOMMANDES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL	
CAPEX – Travaux réseaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPEX – Systèmes d'information	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OPEX – 1. Systèmes d'information																				
OPEX – 2. Communication																				
OPEX – 3. Procédures et manuels de conversion																				
OPEX – 4. Formation des intervenants																				
OPEX – 5. Ressources dédiées au pilotage du projet																				
OPEX – 6. Opérations de conversion communes aux clients avec et sans process																				
OPEX – 7. Opérations de conversion communes aux clients sans process																				
OPEX – 8. Opérations de conversion communes aux clients avec process																				
OPEX – 9. Chaudières auto-adaptatives																				
TOTAL OPEX	-	-	-	- 244	- 6 242	- 8 435	- 10 077	- 15 206	- 20 930	- 20 640	- 25 137	- 28 608	- 24 709	- 13 446	- 2 361	-	-	-	-	- 176 035
TOTAL DES COUTS DU PROJET	-	-	-	244	242	6 - 8 435	- 10 077	- 15 206	- 20 930	- 20 640	- 25 137	- 28 608	- 24 709	- 13 446	- 2 361	-	-	-	-	- 176 035

Illustration 28 : Ajustements entre l'estimation GRDF et l'estimation E-CUBE [k€ ; 2014-2029]

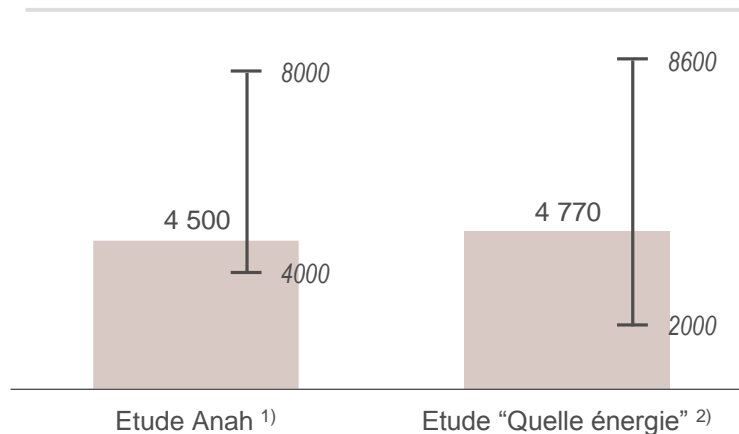
4.2.2.6 Coûts non pris en compte dans l'estimation

4.2.2.6.1 Coûts de remplacement des appareils non adaptables

Les coûts de remplacement des appareils non adaptables sont comptabilisés séparément des autres types de coûts dans l'estimation de GRDF.

Ces coûts dépendent de deux paramètres :

- Le taux de moyen d'appareils à remplacer (hors appareils de cuisson, qui ne sont pas concernés)
 - o Le taux constaté en Allemagne est actuellement entre 0,5% et 2%. Cependant, La législation allemande impose de changer la chaudière après 30 ans de fonctionnement, tandis qu'aucune obligation n'existe en France. Le taux de remplacement en Allemagne pourrait donc être plus faible qu'en France
 - o Le taux constaté en France lors de la conversion du réseau de gaz B dans l'Est de la France était de 5%. Cependant, le CRIGEN estimait en 2008 que « compte tenu de l'évolution du cadre normatif sur les appareils (Directive appareils à gaz, EN437, Réglementation Thermique), des améliorations techniques et du renouvellement naturel des appareils, le nombre d'appareils à changer devrait être plus faible qu'en région est à l'horizon 2017 ». Le CRIGEN préconisait donc de considérer un taux de remplacement de 2,5%
 - o Ainsi, le taux de 2,5% utilisé dans l'estimation de GRDF semble pertinent ; plus largement, il pourrait être compris entre 0,6% (taux sur le secteur allemand de Walsrode) et 5% (taux sur l'est de la France dans les années 1980).
- Le prix de remplacement d'un appareil
 - o Les appareils concernés seront principalement des chaudières. Les appareils de cuisson ne seront pas concernés car ils ne nécessitent pas d'adaptation.
 - o Les études de l'Anah et « Quelle énergie », respectivement réalisées en 2009 et en 2015 concluent sur un prix moyen de chaudière à condensation de ~4 500 €, ce qui est cohérent avec le prix proposé par GRDF, soit ~4 700€.



- 1) Anah: Agence Nationale de l'habitat - Ces chiffres ont été relevés par l'institut d'études spécialisé BIIIS au cours de l'année 2009 auprès de >1000 foyers
- 2) Etude réalisée en 2015 basée sur 299 données

Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 29 : Prix moyen d'une chaudière à condensation selon les études Anah et « Quelle énergie » [€]

- Le nombre moyen d'appareils (hors cuisson) à remplacer par ménage. E-CUBE estime, sur la base de statistiques nationales, que le nombre moyen de chaudières individuelles par client résidentiel est de 0,8
- Le nombre de clients résidentiels actifs sur la zone, estimé à ~1,26 million.

C'est pourquoi, E-CUBE estime que le coût de remplacement des appareils non adaptables sera compris entre ~32 M€ et ~266 M€ avec une valeur de référence de ~133 M€⁶⁷. Cette dernière valeur est inférieure à celle proposée par GRDF (156 M€).

GRDF estime que certaines interprétations des contrats de concession, de l'article L.432-13.I. alinéa 1^{er} du code de l'énergie, ainsi que de l'arrêté du 28 mars 1980 relatif aux « Limites de variations du pouvoir calorifique du gaz naturel distribué par réseau de canalisations publiques », pourraient conduire à ce que les distributeurs portent ce coût, soit à la demande des autorités concédantes, soit à la demande des usagers. Par ailleurs, la réglementation concernant le financement du remplacement de ces appareils pourrait évoluer prochainement, car la loi prévoit que les pouvoirs publics publient un rapport sur le sujet.

E-CUBE estime qu'il est souhaitable que les modalités de financement soient clarifiées avant le début de l'adaptation du secteur de Doullens, afin que toutes les parties prenantes du projet, en particulier les clients et les distributeurs, puissent en être informés au plus tôt et agir en conséquence.

Sans préjuger du bien-fondé d'une aide financière, E-CUBE note qu'il en existe une en Allemagne pour les chaudières non adaptables, qui dépend de l'âge de la chaudière et peut monter jusqu'à 500 € pour les plus récentes.

4.2.2.6.2 Modalités de contractualisation visant à faire intervenir les PHE pour l'adaptation

A ce stade, seuls les coûts de la modalité 4 peuvent être quantifiés avec une précision raisonnable, car il n'existe pas de données d'entrée fiables sur les modalités 1 et 3, qui sont novatrices (voir partie 4.1.9.3). En particulier, le nombre de clients qui décideront de choisir leur PHE pour l'adaptation dépendra des niveaux de prix demandés par ces PHE et de leur proximité avec les clients. A ce stade, l'estimation E-CUBE prend donc pour hypothèse que la modalité 4 est appliquée pour tous les secteurs. L'analyse de sensibilité montre que l'écart de coût entre les modalités 1, 3 et 4 pourrait être de l'ordre de quelques millions d'euros, soit de l'ordre de ~1% du coût total de conversion du réseau de GRDF et des installations intérieures raccordées.

4.2.2.6.3 Remplacement de certains courriers par des courriels

En cas de remplacement de certains courriers par des courriels, E-CUBE estime l'économie à ~1 M€/courrier remplacé.

4.2.2.7 Analyses de sensibilité

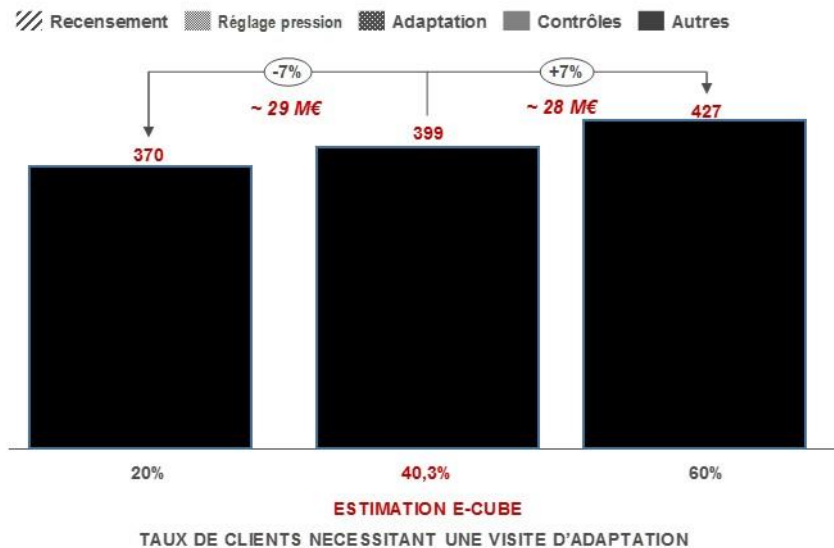
E-CUBE a effectué certaines analyses de sensibilité sur des paramètres exogènes à GRDF qui impactent significativement, les coûts et pour lesquels une forte incertitude existe du fait de l'absence de REX à ce stade.

⁶⁷ Ces trois estimations correspondent respectivement à des taux d'appareils (hors appareils de cuisson) à remplacer de 0,6%, 5% et 2,5%, pour tous types de clients. Autres hypothèses principales : coût de remplacement d'une chaudière individuelle chez un client résidentiel : 4 700 € ; Nombre de clients résidentiels actifs : 1,26 million ; nombre moyen de chaudières individuelles par client résidentiel : 0,8. Les hypothèses sur les remplacements de chaudières collectives et de radiateurs à gaz, et sur les clients non résidentiels actifs (~60 000) ont un effet mineur sur le résultat.

4.2.2.7.1 Taux de clients ayant au moins un appareil à adapter

Les coûts de conversion sont très sensibles au taux de clients pour lesquels au moins un appareil doit être adapté, puisqu'ils augmentent de ~30 MEUR si le taux est de 60% au lieu 40%. Cette sensibilité représente entre ~5 et ~10% des coûts de conversion.

IMPACT SUR LES COÛTS DE LA VARIABLE TAUX DE CLIENTS AYANT AU MOINS UN APPAREIL A ADAPTER
 [M€ ; 2014-2029] ¹⁾



1) Montants non actualisés

2) Une diminution/augmentation du taux de clients à adapter diminue/augmente le nombre de visite de réglage pression que l'on peut coupler avec la visite d'adaptation ce qui a pour effet d'augmenter/diminuer les coûts

Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants, GRDF

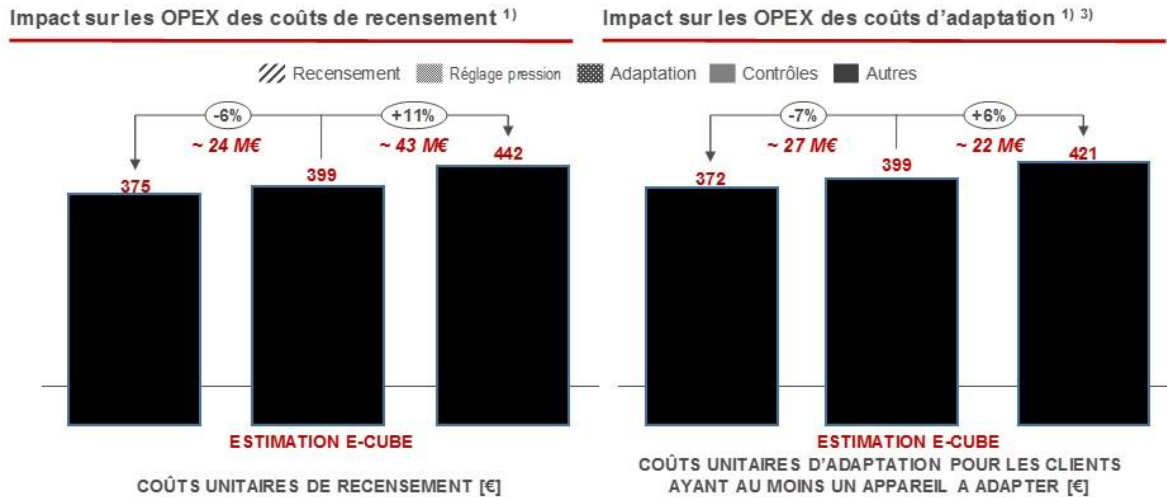
Illustration 30 : Impact sur les coûts de la variation du taux de client avec au moins un appareil à adapter [M€ ; 2014-2029]

4.2.2.7.2 Prix proposé par les prestataires pour le recensement et l'adaptation

Le prix proposé par les prestataires pour les services de recensement et d'adaptation peut impacter les coûts de plusieurs dizaines de millions d'euros. Pour effectuer l'analyse de sensibilité, les bornes minimales et maximales utilisées sont les suivantes :

- Sur le recensement : E-CUBE a évalué la durée moyenne du recensement entre [] et [] minutes pour un coût horaire compris entre [] et []. Les deux bornes extrêmes sont donc ~[] et ~[] € par recensement
- Sur l'adaptation, E-CUBE a évalué la durée moyenne de l'adaptation pour un appareil entre [] et [] pour un coût horaire compris entre [] et [] €/h. Avec un coût moyen de pièce à 20€ et un taux d'appareils à adapter par client ayant au moins un appareil à adapter à 1,20, les deux bornes extrêmes sont donc [] et [] € par adaptation

Ainsi, cette sensibilité représente au maximum ~10% des coûts.



CAVEAT : Le prix proposé par les prestataires s'appuiera sur le couple de paramètres « coût horaire/durée de prestation » : E-CUBE estime que ce couple peut varier significativement entre les prestataires

1) Montants non actualisés 2) Contrôle par prestataire externe, coûts supposés iso recensement car GRDF souhaite que 70% des contrôles de recensement soient effectués en même temps que la prestation 3) l'analyse est la même en cas d'implémentation de la modalité 1 ou 4 car il a été considéré que le coût d'adaptation serait le même entre un PHE et un PSA missionné par appel d'offres 4)

Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants, GRDF

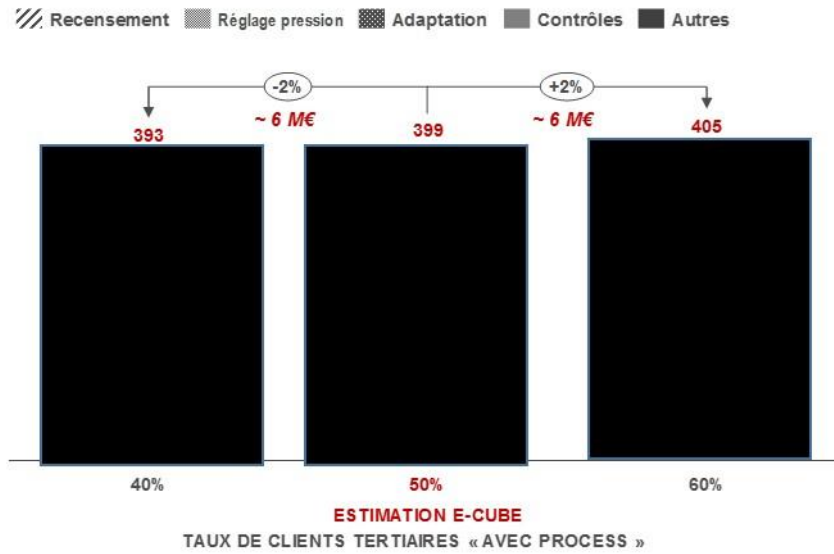
Illustration 31 : Impact de la variation des coûts unitaires de recensement et d'adaptation [M€ ; 2014-2029]

4.2.2.7.3 Taux de clients « avec process » parmi les clients tertiaires

En s'appuyant sur les premiers retours du recensement des clients tertiaires dans le secteur de Doullens, GRDF a estimé que 50% des clients tertiaires appartenaient à la catégorie « avec process ». Ce ratio a un impact sur les coûts car les clients tertiaires « sans process » suivent la même procédure que les clients résidentiels, alors que les clients tertiaires « avec process » suivent la même procédure que les clients industriels. Les coûts (ex : coûts d'adaptation) sont différents entre des deux catégories.

Ainsi, une variation de 10% de la part des clients tertiaires appartenant à la catégorie « avec process » impacterait les coûts de ~6 M€.

IMPACT SUR LES OPEX DE PART DE CLIENTS TERTIAIRES APPARTENANT À LA CATÉGORIE « AVEC PROCESS » [M€ ; 2014-2029] ¹⁾



1) Montants non actualisés

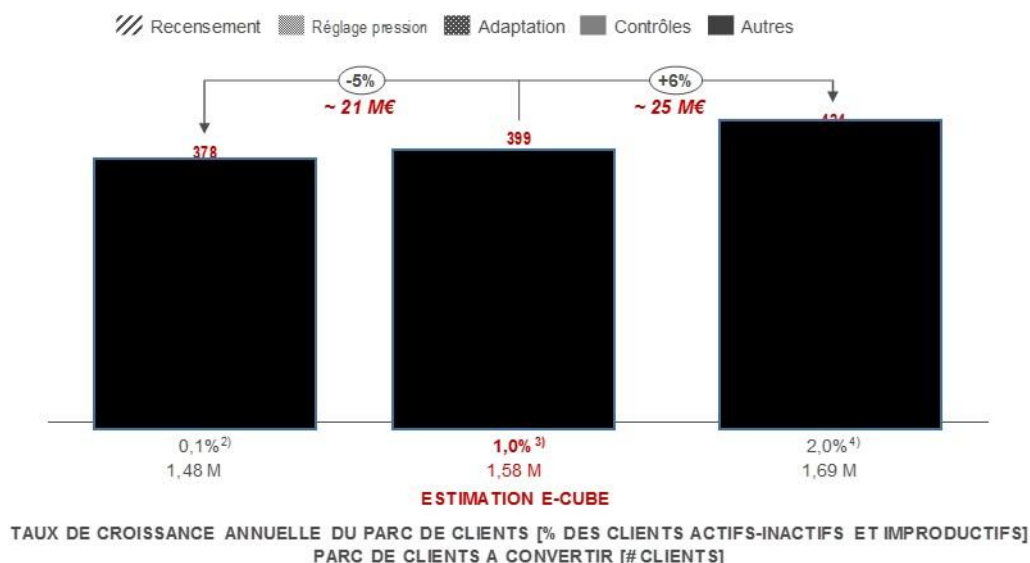
Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants, GRDF

Illustration 32 : Impact sur les coûts de conversion de la variation du taux de clients avec process parmi les clients tertiaires [M€ ; 2014-2029]

4.2.2.7.4 Croissance annuelle moyenne du nombre de clients sur la zone B

Les coûts de conversion sont aussi sensibles à la croissance annuelle du nombre de clients, puisqu'ils évoluent de plusieurs dizaines de millions d'euros avec des hypothèses de 0,1% à 2% de croissance annuelle.

IMPACT SUR LES OPEX DE LA CROISSANCE ANNUELLE DU PARC DE CLIENTS [M€ ; 2014-2029] ¹⁾



- 1) OPEX ; Montants non actualisés
 2) Taux historique en 2016 au niveau national
 3) Taux historique moyen dans les Hauts de France depuis 2015
 4) Taux historique 2016 dans les Hauts de France

Source : Analyse E-CUBE Strategy Consultants, GRDF

Illustration 33 : Impact sur les coûts de conversion de la variation du taux de croissance annuelle du nombre de clients en zone B [M€ ; 2014-2029]

4.3 Dimensionnement, contenu et objectifs de la phase pilote

4.3.1 Dimensionnement de la phase pilote

4.3.1.1 Description

Les opérateurs ont choisi quatre secteurs pilotes : Doullens (~6 000 clients) en 2018, puis Gravelines (~7 000 clients) et Grande Synthe (~16 000 clients) en 2019 et enfin Dunkerque (~45 000 clients) en 2019.

La liste des communes de la phase pilote a déjà été validée par l'arrêté ministériel du 10 juillet 2017. Elle est présentée en Illustration 34.

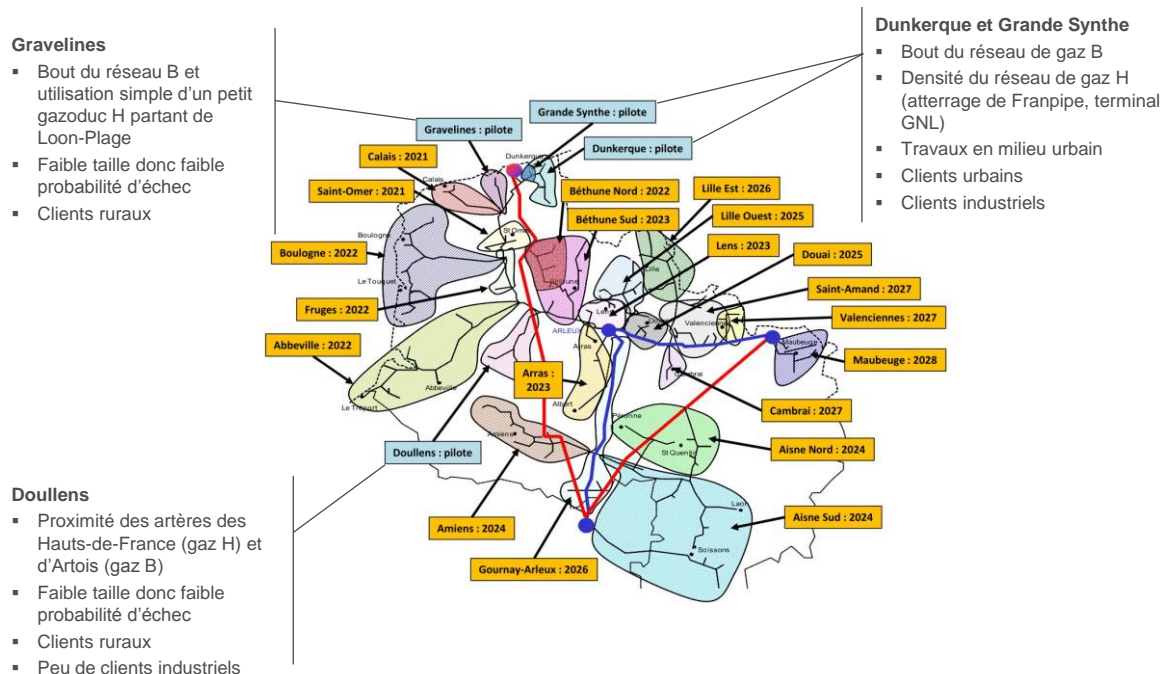
Secteur	Communes		
Doullens	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Auxi-le-Château (851 clients) ▪ Beauquesne (63 clients) ▪ Beauval (352 clients) ▪ Doullens (1898 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Frévent (1166 clients) ▪ Gauchin-Verloingt (113 clients) ▪ Herlin-le-Sec (7 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hericourt (5 clients) ▪ Saint-Michel-sur-Ternoise (178 clients) ▪ Saint-Pol-sur-Ternoise (1992 clients)
Grande Synthe	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grande-Synthe (7705 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Saint-Pol sur-Mer (8220 clients) 	
Gravelines	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bourbourg (2129 clients) ▪ Craywick (147 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Loon-Plage (1735 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Saint-Folquin (82 clients)

Dunkerque	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grand-Fort-Philippe (2082 clients) ▪ Gravelines (3676 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nouvelle-Eglise (20 clients) ▪ Oye-Plage (722 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Saint-Omer-Capelle (32 clients) ▪ Vieille-Eglise (98 clients)
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Armabouts-Cappel (711 clients) ▪ Bergues (1565 clients) ▪ Bierne (432 clients) ▪ Bray-Dunes (1776 clients) ▪ Cappelle-la-Grande (2696 clients) ▪ Coudekerque-Branche (8408 clients) ▪ Dunkerque (29275 clients) ▪ Fort-Mardyck (1056 clients) ▪ Ghyvelde (724 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Herzeele (108 clients) ▪ Hondshoote (736 clients) ▪ Hoymille (1084 clients) ▪ Killlem (170 clients) ▪ Leffrinckoucke (1524 clients) ▪ Quaëdypre (183 clients) ▪ Rexpoède (286 clients) ▪ Saint-Georges-sur-l'Aa ▪ Socx (175 clients) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spycker (537 clients) ▪ Steene (353 clients) ▪ Tétéghem-Coudekerque-Village (2556 clients) ▪ Uxem (263 clients) ▪ Warhem (266 clients) ▪ Wormhout (1401 clients) ▪ Zuydcoote (403 clients)

Illustration 34 : Liste des communes de la phase pilote validée par l'arrêté ministériel du 10 juillet 2017

4.3.1.2 Analyse critique

Le choix des secteurs pilotes paraît pertinent en raison des caractéristiques suivantes, présentées en Illustration 35 : proximité aux réseaux de transport H et B, distance par rapport au point d'importation en gaz B, et faible nombre de clients permettant une montée en puissance progressive des opérations.

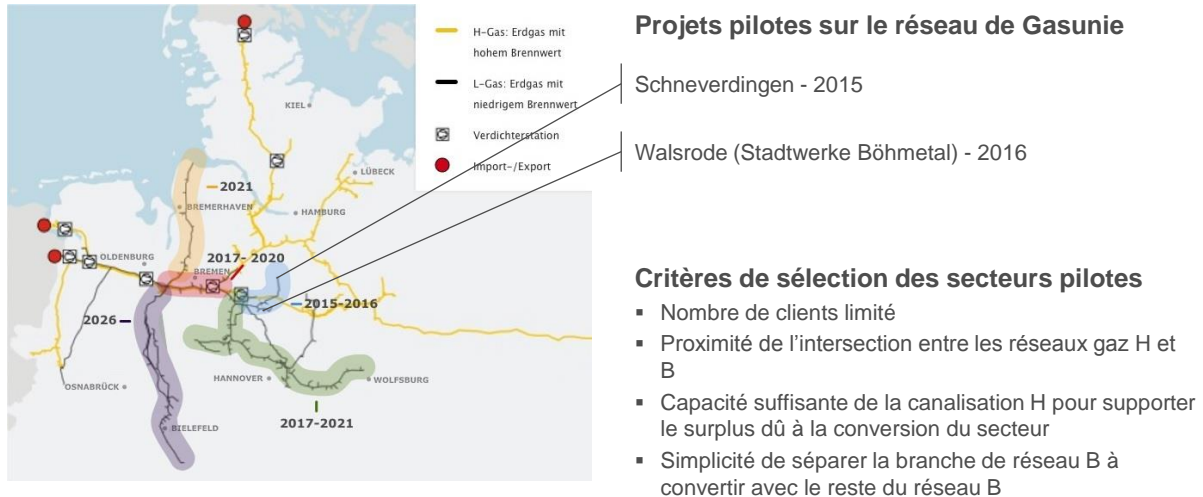


Source: Entretiens GRDF, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 35 : Avantages des secteurs pilotes choisis

Les critères de sélection choisis par les opérateurs allemands sont les mêmes, et ont abouti à un choix similaire pour la phase pilote : il s'agit de secteurs en bout de réseau, isolés par rapport aux autres, faiblement peuplés et qui sont à proximité du réseau de gaz H (comme l'atteste le choix du secteur pilote de Schneverdingen).

CARTE ET PLANNING DE LA CONVERSION DU RESEAU DE TRANSPORT DE GAZ B DE GASUNIE DEUTSCHLAND



Source: Gasunie Deutschland (GUD), Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 36 : Critères de sélection des secteurs pilotes par Gasunie Deutschland

4.3.2 Contenu de la phase pilote

Les prestations techniques réalisées par GRDF étant similaires tout au long du projet de conversion, le contenu de la phase pilote est très similaire à celui de la phase de déploiement :

- Les investissements réseaux correspondent à des remplacements ou des réglages d'équipements présents sur l'ensemble du réseau : ils seront donc les mêmes d'un secteur à l'autre.
- Les étapes techniques chez les clients ne dépendront que du type d'appareils rencontrés, et seront donc de même nature entre la phase pilote et la phase de déploiement.

4.3.3 Objectifs

4.3.3.1 Valider la capacité à gérer le projet opérationnellement

De manière générale, la phase pilote doit permettre de valider la capacité de GRDF à réaliser la conversion selon le plan prévu en suivant les étapes techniques définies, sans retard, et en respectant les estimations de coûts prévues.

4.3.3.2 Tester différents choix techniques

La phase pilote peut permettre de tester différents choix techniques afin de retenir les meilleurs pour la phase de déploiement. E-CUBE a listé ces tests dans l'ordre du processus.

Doubler l'ensemble des courriers destinés aux clients résidentiels par des courriels, voire à terme remplacer certains courriers par des courriels

La phase pilote peut permettre de déterminer si le doublement des courriers clients par améliore la communication, voire si certains courriers peuvent être remplacés par des courriels, pour un coût moindre.

E-CUBE recommande de relever les éléments de REX suivants de ce test :

- Taux de clients ayant donné une adresse courriel lors du recensement.
- Taux d'adresses courriel fonctionnelles.
- Taux de courriels ouverts.
- Nombre de plaintes de clients.
- Satisfaction clients perçue dans l'enquête de satisfaction.

Proposer l'auto-administration d'une partie du recensement sur internet avant le recensement physique, afin de le faciliter

La phase pilote peut permettre de déterminer si l'auto-administration préalable d'une partie du recensement permet de faciliter la visite de recensement physique et ainsi de réduire les coûts de recensement. Une attention particulière devrait être portée aux coûts de traitement des données fournies par les clients, ainsi qu'aux économies engendrées.

Après le recensement, cette fonctionnalité pourrait également permettre aux clients de valider ou mettre à jour les informations issues du recensement.

E-CUBE recommande de relever les éléments de REX suivants de ce test :

- Taux de données auto-administrées.
- Taux de réponses avec recensement général complet.
- Taux de réponses avec recensement général complet et exact.
- Taux de réponses avec nom et coordonnées du PHE exacts.
- Taux de réponses avec données de recensement technique exactes (marque, modèle).
- Coût moyen de retraitement des données par client répondant.
- Durée moyenne de la visite de recensement lorsque le client n'a pas réalisé d'auto-administration du recensement et lorsque le client a réalisé l'auto-administration du recensement.

Tester différents niveaux de compétences « technique gaz » pour le recensement

La phase pilote peut permettre de déterminer le niveau de compétences « technique gaz » optimal à demander aux prestataires pour le recensement. GRDF pourrait par exemple exiger une expertise gaz (qualification « professionnel du gaz » ou équivalent) pour garantir la qualité technique du recensement. Au contraire, l'opérateur pourrait n'exiger aucune compétence gaz pour élargir le panel des prestataires potentiels et obtenir des prix plus bas.

E-CUBE recommande de relever les éléments de REX suivants de ce test :

- Taux de recensements erronés (suite aux contrôles ou à l'adaptation).
- Taux de DGI (Danger Grave et Imminent) constatés lors du recensement.
- Taux de répétition des visites d'adaptation dues à une erreur de recensement.

Fixer des objectifs de calendrier ambitieux sur certains sous-secteurs afin de tester le rythme maximal de recensement et d'adaptation

La phase pilote peut apporter des éléments sur le nombre maximal clients qu'il est possible de convertir en une année, et sur la faisabilité convertir des sous-secteurs de la taille envisagée par les opérateurs, sans problème technique et sans surcoût important.

E-CUBE recommande de réaliser le test ci-dessous sur certains secteurs ou sous-secteurs :

Exemple de test proposé pour	Objectifs du test	Eléments de REX à documenter	Limites du test
------------------------------	-------------------	------------------------------	-----------------

implémentation en phase pilote			
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Convertir ~10 000 clients/semaine en moyenne dans un délai d'un mois et demi⁶⁸ ▪ <i>Pour mémoire, le plan de conversion prévoit un maximum de ~8 000 clients/semaine en moyenne sur l'été gazier⁶⁹</i> 	<p>Cette expérience permettrait de qualifier et de quantifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lien entre taux de clients adaptés ou recensés en fonction du temps et nombre de prestataires actifs ▪ Sollicitations du service client et des équipes d'ordonnancement ▪ Délais minimaux entre les étapes techniques (recensement, adaptation, changement de gaz, contrôles) ▪ Différence de qualité entre le rythme « pilote » et le rythme « accéléré » ▪ Autres limites à l'accélération 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Taux de clients adaptés ou recensés en fonction du temps ▪ Nombre de prestataires actifs en fonction du temps ▪ Disponibilité du service client, temps d'attente ▪ Résultat des contrôles ▪ Nombre de « problèmes » chez les clients (par type) ▪ Charge de travail GRDF et ordonnanceur 	<p>L'expérience ne permettra cependant pas d'identifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Nombre maximal de prestataires disponibles et compétents dans la région ▪ Capacité d'accélération des travaux sur le réseau de distribution ▪ Montée en compétence des prestataires entre la phase pilote et la phase de déploiement

Illustration 37 : Exemple de test sur le rythme maximal de recensement et d'adaptation

Un test similaire pourrait être effectué sur les prestations de recensement.

Comparer le contrôle du recensement durant l'exécution vs a posteriori

La phase pilote peut permettre de déterminer si la qualité du contrôle du recensement est dégradée lorsqu'il est effectué durant l'exécution.

E-CUBE recommande de relever les éléments de REX suivants de ce test :

- Temps moyen passé par le recenseur chez un client.
- Taux de non-conformités lors du contrôle.
- Taux de non-conformités constatées lors de l'adaptation.

Tester la mutualisation du réglage pression et de l'adaptation pour les clients raccordés au réseau MPB

La phase pilote peut permettre de déterminer s'il est possible de confier aux PSA le remplacement des détenteurs sur le réseau MPB, compte tenu de leurs compétences et de leur charge de travail.

E-CUBE recommande de relever les éléments de REX suivants de ce test :

- Nombre de réponses à chaque appel d'offres.
- Nombre de réponses conformes.
- Nombre de sociétés répondant à la fois aux appels d'offres réglage pression et adaptation
- Qualité des prestations des sociétés

⁶⁸ Un test similaire pourrait être implémenté pour le recensement

⁶⁹ Pic d'adaptation en 2025 avec ~240k clients, avec hypothèse de période d'adaptation de 30 semaines/an, d'avril à octobre inclus

- Nombre de retards par prestataire sur le calendrier d'adaptation prévu
 - Résultat des contrôles par prestataire (nombre et types des non-conformités)
 - Nombre de basculements d'un prestataire à un autre par prestataire, et raisons du basculement (retards, non-conformités)
 - Nombre de réclamations des clients par prestataire, et raisons des réclamations
 - Nombre d'incidents par prestataire
 - Nombre de recours à une assistance technique (prestataire de secours) par prestataire
 - Montant facturé par les prestataires
- Coût de formation des intervenants⁷⁰.

Tester la faisabilité de kits standards d'adaptation

La phase pilote peut permettre de déterminer s'il est possible de produire des pièces de rechange standard pour différents appareils, en qualité et en respectant les brevets existants.

Tester les modalités 1 et 4 de prise en charge de l'adaptation⁷¹

La modalité 3 sera mise en place dans le secteur de Doullens.

Les avantages respectifs des différentes modalités étant difficiles à quantifier à ce stade, E-CUBE recommande de tester aussi les modalités 1 et 4 lors de la phase pilote, de préférence sur des secteurs analogues (nombre de clients, urbanisation).

De plus, les tests sur les modalités 1 et 4 en phase pilote feront ressortir des enseignements également sur la modalité 3 (qui est un « entre-deux » des modalités 1 et 4 sur la plupart des aspects), permettant ainsi de comparer les trois modalités entre elles.

E-CUBE note les points d'attention suivants pour la mise en œuvre opérationnelle de la modalité 1 :

- Différents points juridiques doivent être étudiés⁷² :
 - Définition et cadre de mise en œuvre de la somme forfaitaire d'indemnisation
 - Définition de la responsabilité contractuelle du PHE (étendue, durée)
- Les modalités d'indemnisation des clients (virement SEPA, chèques, via le fournisseur) doivent être étudiées et leur coût estimé.
- GRDF pourrait définir avec la filière des prestataires d'entretien d'appareils à gaz un modèle de contrat direct client-prestataire pour l'adaptation, qui prévoie notamment les clauses de responsabilité citées plus haut ; cependant, il resterait à garantir que ce contrat soit utilisé systématiquement.
- Afin de limiter les risques de retard, il serait utile que les informations suivantes soient communiquées au client au plus tôt, dès avant le recensement, afin qu'il puisse demander les devis et communiquer rapidement à l'ordonnanceur sa décision définitive de PSA, le cas échéant :
 - Informations relatives aux modalités de contractualisation (possibilité de choisir le PHE, fonctionnement de l'indemnisation et niveau de celle-ci *etc*).
 - Informations relatives aux possibilités et aux délais de changement d'avis du client (s'il souhaite être rebasculé de son PHE à un autre PSA ou inversement)
- L'organisation des formations doit être assez souple pour que les PHE puissent être formés entre la date de décision du client et la date limite d'adaptation prévue par GRDF.

⁷⁰ Le fait de mutualiser le réglage de pression et l'adaptation induit un coût pour former les chauffagistes au réglage de pression, qui serait en partie évité si GRDF faisait appel à des prestataires expérimentés dans le réglage de pression.

⁷¹ Modalité 1 : Confier autant que possible l'adaptation au PHE par contrat direct ; modalité 4 : Ne pas confier l'adaptation directement aux PHE et lancer des appels d'offres pour l'ensemble des clients

⁷² GRDF est actuellement en discussion avec la DGEC sur les aspects juridiques à propos de la contractualisation de l'adaptation

- GRDF doit prévoir de basculer les clients suffisamment tôt si un PSA ne respecte pas les délais d'adaptation prévus ou si les contrôles mettent en évidence des non-conformités.

E-CUBE note le point d'attention suivant pour la mise en œuvre opérationnelle de la modalité 3 :

- GRDF devra veiller à communiquer clairement aux clients qu'il ne sera pas systématiquement possible de faire réaliser l'adaptation par leur PHE même s'ils le désirent
- Comme pour la modalité 1, GRDF doit prévoir de basculer les clients suffisamment tôt si un PSA ne respecte pas les délais d'adaptation prévus ou si les contrôles mettent en évidence des non-conformités.

E-CUBE note les points d'attention suivants pour la mise en œuvre opérationnelle de la modalité 4 :

- GRDF devrait veiller à ce que le système de bonus-malus et les contrôles incitent les PSA missionnés par GRDF à l'efficacité et à la qualité
- Il serait utile d'évaluer la nécessité et la faisabilité de clauses contractuelles interdisant au PSA pendant une certaine durée de contractualiser avec un client détenant un contrat avec un autre PHE.

La phase pilote devra faire ressortir *a minima* les éléments suivants, par secteur :

- Nombre de clients ayant déclaré un PHE
- Nombre de clients ayant choisi de faire réaliser l'adaptation par le PHE
- Nombre de PHE ayant accepté de participer à l'adaptation, et nombre de clients correspondant
- Répartition dans le temps des dates auxquelles les clients ont déclaré leur choix de faire réaliser l'adaptation par le PHE
- Coût de formation des PHE et des autres PSA
- Nombre de retards par PSA sur le calendrier d'adaptation prévu
- Résultat des contrôles par PSA (nombre et types des non-conformités)
- Nombre de basculements vers un autre PSA, et raisons des basculements (retards, non-conformités)
- Nombre de réclamations des clients par PSA, et raisons des réclamations
- Nombre d'incidents par PSA
- Nombre de recours à une assistance technique (prestataire de secours) par PSA
- Montant facturé par les PHE
- Coût par client par PSA missionné par appel d'offres
- Nombre et nature des contentieux entre PSA missionné et PHE (pratiques commerciales déloyales, contentieux sur la responsabilité des défauts)

Tester l'utilité de la vérification des appareils non adaptés⁷³ suite au réglage de la pression

La phase pilote peut permettre de déterminer s'il est pertinent que, chez les clients pour lesquels le recensement a indiqué qu'ils n'avaient aucun appareil à adapter, un prestataire vérifie le bon fonctionnement des appareils suite au réglage de la pression. La garantie de sécurité apportée par ce choix doit justifier le surcoût de plusieurs millions d'euros qu'il occasionne.

E-CUBE recommande de relever les éléments de REX suivants de ce test, en comparant les cas où il y a une vérification et dans les cas où il n'y en a pas :

- Taux de DGI (Dangers Graves et Imminents) suite au passage au gaz H.
- Taux de contrôles CO dans les fumées qui dépassent la limite préconisée par le fabricant.

⁷³ Cela concerne les clients n'ayant aucun appareil à adapter. En effet, pour les clients ayant au moins un appareil à adapter, une visite d'adaptation a systématiquement lieu et c'est lors de cette visite que le PSA peut vérifier si tous les appareils du fonctionnent normalement

- Taux de recensements erronés (présence d'appareils qui doivent être adaptés alors que le recensement ne l'indiquait pas ou qui ne doivent pas être adaptés alors que le recensement l'indiquait).
- Durée moyenne du réglage de la pression dans le cas où des appareils sont adaptés vs dans le cas où aucun appareil n'a besoin d'être adapté.

Tester différentes tailles de lots pour les contrôles des prestations

La phase pilote peut permettre de déterminer les tailles de lot optimales pour le contrôle des prestations. ECUBE recommande de commencer par les valeurs souhaitées par GRDF, c'est-à-dire des lots de 100 pour le recensement et de 25 pour le réglage pression et adaptation, puis de les faire varier selon les secteurs. Comme la taille des lots fait varier le taux d'échantillonnage et donc le nombre de contrôles, ce test permettrait d'optimiser le coût des contrôles.

E-CUBE recommande de relever les éléments de REX suivants de ce test, en faisant varier la taille des lots :

- Taux de lots rejetés par les contrôles.
- Coût total des contrôles.

Tester différents outils techniques pour suivre le front de gaz

Afin de communiquer aux clients grands consommateurs l'heure d'arrivée du gaz H dans leurs installations, GRDF a prévu de connaître l'arrivée du gaz H sur le réseau de distribution. La phase pilote peut permettre de déterminer le dispositif à utiliser pour suivre le front de gaz, qui peut se fonder sur 2 outils :

- Un logiciel de simulation pour estimer les temps prévus d'arrivée de gaz.
- Des Wobbe-mètres mobiles.

Tester la suppression de la vérification

La phase pilote peut permettre de déterminer la pertinence de la visite de vérification après le passage au gaz H.

E-CUBE recommande de relever les éléments suivants de REX de ce test au cours de la phase pilote en faisant la visite de vérification et en le faisant pas :

- Taux de DGI constatés suite au passage au gaz H.
- Taux de contrôles CO dans les fumées qui dépassent la limite préconisée par le fabricant.

Tester plusieurs périodes de changement de gaz pour identifier les plus favorables

La phase pilote peut permettre de déterminer les périodes les plus favorables au changement de gaz.

A l'échelle saisonnière, les dates optimales sont *a priori* durant les intersaisons, qui sont privilégiées par la plupart des distributeurs allemands. En effet, en hiver, les éventuelles coupures de gaz auraient un fort effet sur le confort client et l'impact du dysfonctionnement des appareils pourrait être aggravé à cause de leur utilisation soutenue. Au cœur de l'été (juillet-août), certains gestionnaires de réseau interrogés considèrent que la faible consommation pourrait allonger les délais nécessaires pour que le gaz H atteigne tous les points du réseau ; de plus, le nombre de clients absents pour congés sera plus élevé.

A l'échelle hebdomadaire, le meilleur moment pour faire entrer le gaz H dans un secteur est *a priori* en tout début de semaine pour maximiser la probabilité que le gaz H arrive chez les clients pendant les jours ouvrés, jours pendant lesquels ils peuvent être plus facilement pris en charge, en particulier chez les clients industriels. E-CUBE recommande donc de faire entrer le gaz dans chaque secteur le lundi matin.

E-CUBE recommande de relever les éléments suivants de REX de ce test au cours de la phase pilote :

- Délais constatés entre l'entrée du front de gaz H sur le réseau de distribution et son arrivée en bout de réseau
- Taux de DGI constatés suite au passage au gaz H
- Taux de contrôles CO dans les fumées qui dépassent la limite préconisée par le fabricant.

4.3.3.3 Valider la pertinence de séparer les appels d'offres recensement et adaptation

E-CUBE recommande de relever les éléments suivants de REX au cours de la phase pilote pour vérifier si la séparation des deux appels d'offres est bénéfique :

- Nombre de réponses reçues aux appels d'offres.
- Nombre de réponses conformes.
- Nombre de sociétés répondant à la fois aux appels d'offres recensement et adaptation
- Prix unitaires de recensement proposés par les sociétés ayant répondu aux deux appels d'offres ou à un seul
- Qualité des prestations des sociétés ayant répondu aux deux appels d'offres ou à un seul
 - o Nombre de retards par prestataire sur le calendrier d'adaptation prévu
 - o Résultat des contrôles par prestataire (nombre et types des non-conformités)
 - o Nombre de basculements d'un prestataire à un autre par prestataire, et raisons du basculement (retards, non-conformités)
 - o Nombre de réclamations des clients par prestataire, et raisons des réclamations
 - o Nombre d'incidents par prestataire
 - o Nombre de recours à une assistance technique (prestataire de secours) par prestataire
 - o Montant facturé par les prestataires
 - o Nombre de réclamations des clients par prestataire

Si GRDF constatait lors de la phase pilote que les entreprises missionnées pour l'une des deux prestations pourraient aussi proposer de réaliser l'autre prestation, il paraîtrait pertinent de tester la mutualisation des deux appels d'offres.

4.3.3.4 Valider la pertinence de mettre en place un dispositif de secours

E-CUBE recommande de relever les éléments suivants de REX au cours de la phase pilote :

- Nombre de recours aux prestataires de secours (niveau 1 et niveau 2)
- Raison des recours
- Issue des recours (taux de résolution des problèmes)
- Coût du dispositif de secours.

4.3.3.5 *Evaluer la pertinence de réaliser des appels d'offres pluriannuels ou de les lancer plus tôt*

L'opportunité de réaliser des appels d'offres pluriannuels ou de les lancer plus longtemps avant l'exécution des travaux pourra être évaluée à l'issue de la phase pilote, en fonction des prestataires retenus. La phase pilote devra permettre d'obtenir des informations sur :

- La proportion d'entreprises locales (opérant à l'intérieur d'un seul secteur) parmi celles qui répondent aux appels d'offres.
- L'écart des prix proposés entre les entreprises locales et les autres.
- Le niveau de qualité (défauts / retards) par taille d'entreprise.

4.3.3.6 *Etablir un état des lieux quantitatif des prestataires et préciser les mesures permettant de garantir leur disponibilité en quantité suffisante*

E-CUBE recommande de procéder à un état des lieux quantitatif des prestataires capables de prendre en charge l'adaptation dans la région, en tenant compte de leur charge de travail actuelle et de la charge de travail supplémentaire due au remplacement d'appareils et aux mises en conformité préalables à l'adaptation.

De plus, la phase pilote permettra à GRDF de préciser les modalités de soutien à la formation de techniciens compétents dans la région des Hauts-de-France, ainsi que les modalités de financement.

4.3.3.7 *Valider la nécessité de réaliser certaines sous-sectorisations*

La phase pilote devra permettre à GRDF de déterminer la nécessité de réduire la taille des sous-secteurs de conversion prévus à date, en particulier lorsque des investissements importants sur le réseau de transport sont nécessaires, comme pour le raccordement de Lille-Est au réseau de Fluxys.

4.3.3.8 *Compléter les connaissances sur l'adaptation des appareils*

La phase pilote devra permettre à GRDF de compléter ses connaissances sur l'adaptation des appareils afin de disposer d'une large base d'informations sur les équipements utilisés dès le début de la phase de déploiement. Ces informations recouvrent la base de données des appareils, estimée à plusieurs milliers⁷⁴, et la bibliothèque de manuels de conversion.

4.3.3.9 *Clarifier certains points organisationnels*

Plusieurs points organisationnels pourraient être clarifiés à l'issue de la phase pilote dans l'objectif d'éviter des retards et de maximiser l'efficacité du projet :

- Le partage des responsabilités entre GRDF et l'ordonnanceur, notamment sur les décisions suivantes : couper le gaz à un client, basculer un client d'un PSA à un autre, et attribuer les bonus/malus aux prestataires.
- La procédure de secours en cas de problème lors de l'adaptation.
- La responsabilité de la logistique d'approvisionnement des pièces de rechange et les questions associées (rémunération des distributeurs la mise à disposition de pièces de rechange, coûts de gestion des stocks, risque pris sur les volumes achetés en cas de non-utilisation)
- Le partage des responsabilités entre fabricants et une éventuelle tierce partie pour l'élaboration des manuels de conversion.
- La coordination avec les autres parties prenantes
 - Les fabricants et une partie tierce experte pour la connaissance des appareils

⁷⁴ En Allemagne, la base de données complétée par le DVGW compte actuellement plus de 21 000 appareils à gaz susceptibles d'être présents chez les clients à convertir

- GRTgaz pour le passage au gaz H par secteurs successifs et le suivi du front de gaz
- Les collectivités locales pour la communication sur le projet
- Les prestataires pour la gestion opérationnelle
- Les ELD concernées

4.3.3.10 Affiner les estimations de coûts

La phase pilote doit permettre d'affiner les coûts de conversion. Parmi les paramètres à mesurer figurent notamment :

- Coût d'ordonnancement (notamment en fonction des modalités retenues pour la contractualisation de l'adaptation)
- Nombre de visites par client
 - Taux de clients pour lesquels une adaptation d'au moins un appareil est nécessaire
 - Taux de répétition des visites
 - Possibilité de mutualiser les visites
- Nombre d'appareils à adapter par client
- Coût par visite de chaque nature (issu des appels d'offres)
- Coût d'adaptation des clients « avec process »
- Nombre de clients « avec process »
- Coût des pièces de rechange
- Coûts de formation
- Coûts internes à GRDF (SI, équipe projet, communication...)
- CAPEX unitaires
- Ratio nombre d'interventions sur le réseau / client (par type)

5 Description et analyse critique du projet industriel de GRTgaz

5.1 Choix de convertir la zone B

5.1.1 Description

Les opérateurs français ont fait le choix de convertir la zone B en gaz H. L'alternative aurait consisté à maintenir la zone B en gaz B, malgré la fin de l'approvisionnement en gaz B à Taisnières en 2029. Cette solution nécessiterait de construire une installation de conversion H>B à Taisnières, qui préparerait du gaz B à partir de gaz H provenant du réseau de Fluxys et d'azote préparé sur place.

De manière générale, la progression des conversions suit le réseau de transport en partant du point le plus éloigné de l'entrée du gaz B dans le pays (Taisnières) pour s'en rapprocher. Par ailleurs, chaque secteur de conversion est défini par une antenne sur l'artère de transport de gaz B et l'ensemble de ses ramifications.

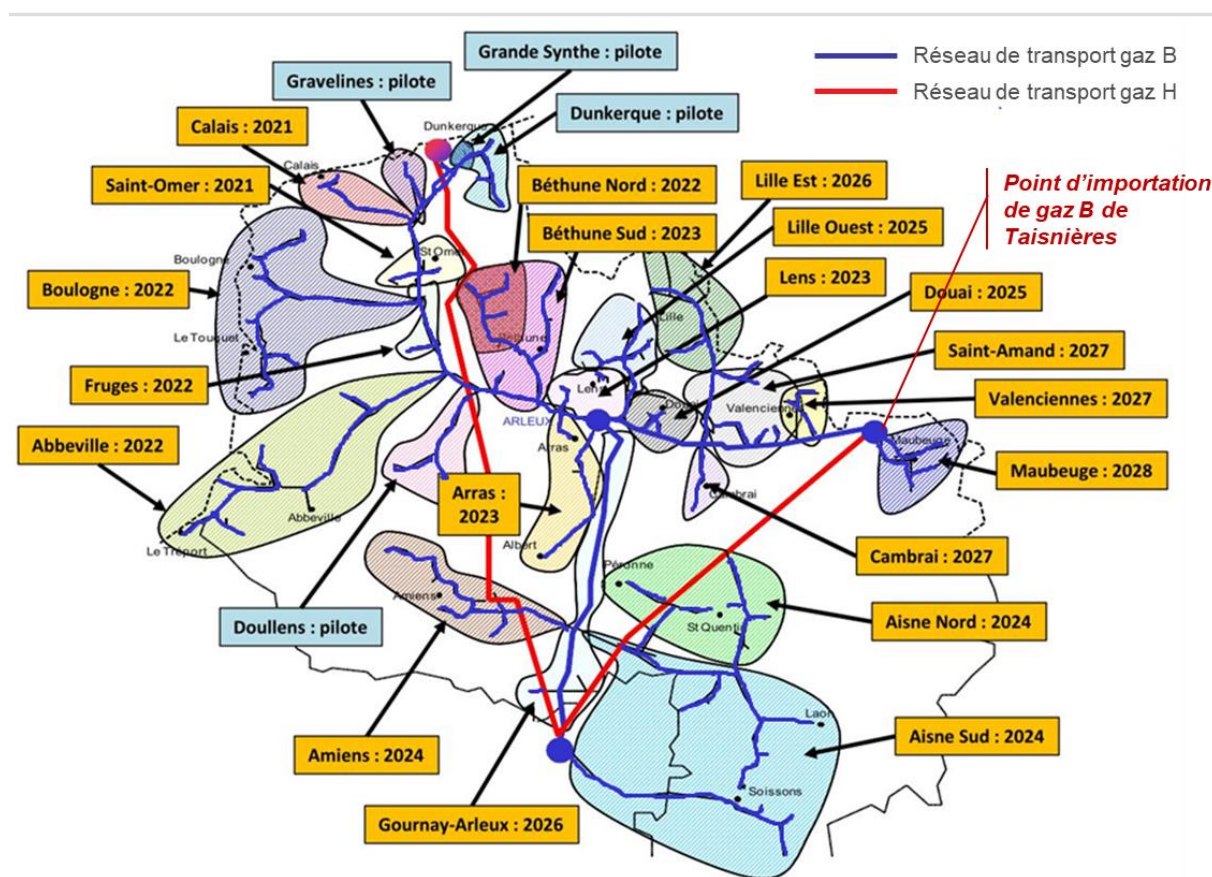


Illustration 4 : Séquencement des zones à convertir en France entre 2018 et 2028

GRTgaz a conçu deux scénarios de conversion :

- Un scénario ou planning « de référence », qui correspond à l'illustration ci-dessous.
- Un scénario ou planning « accéléré » qui permettrait de terminer la conversion de l'ensemble des zones en 2026 plutôt que 2028. Ce scénario permettrait de faire face à certaines configurations de réduction accélérée des exportations de gaz B des Pays-Bas vers la France.

Sauf contre-indication, ce document traite du scénario de référence.

Secteur	Scénario de référence	Scénario accéléré
Doullens	2018	2018
Grande Synthe	2019	2019
Gravelines	2019	2019
Dunkerque	2020	2020
Calais	2021	2021
Saint-Omer	2021	2021
Abbeville	2022	2021
Bethune Nord	2022	2021
Boulogne	2022	2021
Fruges	2022	2021
Arras	2023	2022
Bethune Sud	2023	2022
Lens	2023	2022
Aisne Nord	2024	2023
Aisne Sud	2024	2023
Amiens	2024	2023
Douai	2025	2024
Lille Ouest	2025	2024
Gournay-Arleux	2026	2025
Lille Est	2026	2025
Cambrai	2027	2026
Saint-Amand	2027	2026
Valenciennes	2027	2026
Maubeuge	2028	2023

Illustration 5 : Dates de conversion des secteurs dans les plannings de référence et accéléré

Pour les installations dont la mise en service est prévue en 2023 ou plus tôt, les décisions d'investissement doivent être prises dès 2019, avec un REX limité du pilote (1 ou 3 secteurs convertis). Par conséquent, certaines décisions devront être prises dès 2019 pour suivre le planning de référence. De plus, pour suivre le planning accéléré, des décisions supplémentaires devraient être prises dès 2019.

Installations sur le réseau de GRTgaz	Planning de référence	Planning accéléré
Taisnières : fiabilisation du mélangeur H>B		
Taisnières : adaptation de l'odorisation		Avril 2021
Modification de l'adaptateur H/B de Loon		
Adaptation du poste d'Isbergues	Avril 2022	Avril 2021
Canalisation Béthune-Lens	Juin 2023	Juin 2022
Adaptation des postes de Beaufeuille et Homblières		
Adaptation du poste de Caulaincourt	Juin 2024	Juin 2023
Adaptation du poste de Nesle		

Alimentation Compiègne/Soissons		
Taisnières : alimentation en gaz H de Maubeuge	Juin 2028	Juin 2023
Taisnières : modification pôle de laminage G1		
Taisnières : raccordement en gaz H de l'Artois Est 2	Juin 2025	Juin 2024
Adaptation du poste d'Orchies et des canalisations voisines		
Taisnières : finalisation des raccordements en gaz H	Juin 2028	Juin 2026

Illustration 6 : Dates de mise en service des installations de GRTgaz dans les plannings de référence et accéléré

5.1.2 Analyse critique

La conversion du réseau est préférable au maintien de la zone B en gaz B pour plusieurs raisons, qui ont également conduit au même choix en Allemagne et en Belgique :

Economie

La construction d'une installation de conversion H>B à Taisnières représenterait une VAN de 760 M€ sur 30 ans⁷⁵. Par comparaison, la conversion de la zone représente une VAN prévisionnelle à 30 ans de 480 M€⁷⁶. De plus, cette VAN ne tient pas compte des paramètres économiques de fin de vie : en cas de poursuite de l'exploitation après 30 ans, il faudrait prévoir un coût de rénovation équivalent à 50% de l'investissement initial ; en cas d'arrêt des installations, le coût de démantèlement serait de 40 % de l'investissement initial.

Sécurité d'approvisionnement

L'actuelle zone B est vulnérable, comme le notait la DGEC en 2011 : « *L'approvisionnement de la France en gaz B reste un point de vulnérabilité, dans la mesure où il repose sur une seule source et une seule voie d'approvisionnement, qui ne sont pas à l'abri de défaillances techniques* »⁷⁷.

La conversion en gaz H est une opportunité de renforcer la sécurité d'approvisionnement du réseau de transport de gaz dans la région, en créant des points de jonction entre les actuels réseaux B et H, en particulier à Valhuon, Loon et sur les artères du nord. Ces points de jonction créent un maillage du réseau qui représente une sécurité supplémentaire par rapport au cas où l'approvisionnement de la zone B continuerait à dépendre d'un nombre limité d'infrastructures de transport en France ou en amont (Belgique en particulier).

Environnement

La production d'azote demanderait une consommation d'énergie électrique importante, de plusieurs dizaines de GWh par an, voire plus de 100 GWh/an pour satisfaire l'ensemble de la consommation actuelle de gaz B. Consommer une telle quantité d'énergie dans l'objectif de baisser la densité d'une autre source d'énergie (le gaz H) ne serait pas efficace car cela abaisserait le rendement de la chaîne

⁷⁵ Hypothèses fournies par GRTgaz pour une installation capable de produire une quantité de gaz B équivalente à la capacité d'entrée à Taisnières B (débit de ~ 230 GWh/j) : CAPEX 148 M€, OPEX fixes 11 M€, OPEX variables 0,042 €/m³ d'azote produit. On suppose que la quantité de gaz B produite par l'installation complète l'approvisionnement en gaz B provenant des Pays-Bas, qui décroît d'année en année suivant la même courbe que si la zone B avait été convertie au gaz H.

⁷⁶ Scénario E-CUBE avec un taux d'actualisation : 1,82% soit le taux des bons du Trésor à 30 ans au 23/10/2017.

⁷⁷ Source : rapport DGEC, « Evaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France », Novembre 2011

énergétique. De plus, cette consommation d'énergie s'accompagnerait d'émissions de gaz à effet de serre.

5.2 Progression des conversions et définition des secteurs

5.2.1 Description

GRTgaz a choisi de séquencer la conversion des zones des plus éloignées vers les plus proches du point d'entrée du gaz B à Taisnières et de définir les zones de conversion comme des antennes du réseau de transport avec leurs ramifications.

5.2.2 Analyse critique

Le choix de séquencer la conversion des zones les plus éloignées vers les plus proches du point d'entrée du gaz B à Taisnières est pertinent, car il permet d'effectuer la conversion progressivement sur la partie du réseau où les principales canalisations de transport ne sont pas doublées, c'est-à-dire presque toute la partie du réseau en aval de Valhuon. Pour la partie où ces canalisations sont doublées, c'est-à-dire les artères d'Artois Est et les artères d'Artois Ouest jusqu'à quelques kilomètres en aval de Valhuon, ce choix présente également plusieurs avantages par rapport au cas où l'une des canalisations serait intégralement passée en gaz H :

- Contribuer à l'équilibrage du bilan de la zone B en préservant le stock en conduite utilisable
- Limiter les risques de rupture d'approvisionnement
 - En limitant la longueur de réseau de transport par client, donc le risque d'un incident sur le réseau
 - En limitant la durée pendant laquelle l'alimentation de certains secteurs dépend d'une seule canalisation en gaz B

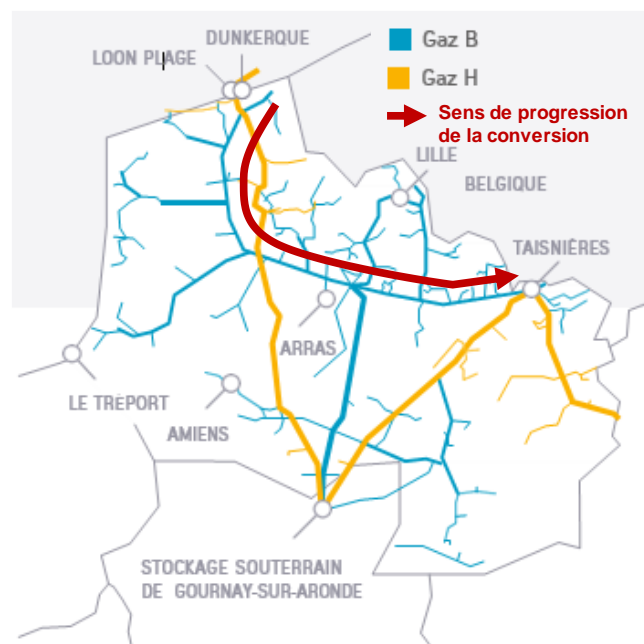


Illustration 7 : Carte des réseaux de transport de gaz naturel dans la région des Hauts-de-France⁷⁸

⁷⁸ Source : site web GRDF

Le fait de définir les zones de conversion comme des antennes du réseau de transport avec leurs ramifications est pertinent, car ce choix permet de limiter les investissements sur le réseau en utilisant les installations actuelles pour isoler gaz B et gaz H.

5.3 Investissements prévus sur le réseau

5.3.1 Description

GRTgaz prévoit d'effectuer des investissements en phase pilote et en phase de déploiement. Ces investissements, d'un montant total non actualisé de 106 M€, sont listés ci-dessous.

CAPEX - Pilote	42,0
Création du site de Valhuon	19,2
Extension du site de Brouckerque	17,9
Modification du poste de Gravelines	0,3
Canalisation Brouckerque-Spycker	3,5
Adaptation du site d'Arleux-en-Gohelle	1,0
CAPEX - Déploiement	64,1
Taisnières : fiabilisation du mélangeur H>B	5,8
Taisnières : adaptation de l'odorisation	6,5
Taisnières : alimentation en gaz H de Maubeuge	0,4
Modification de l'adaptateur H/B de Loon	0,4
Adaptation du poste d'Isbergues	0,0
Canalisation Béthune-Lens	9,4
Adaptation des postes de Beaufeuille et Homblières	1,1
Adaptation du poste de Caulaincourt	0,2
Adaptation du poste de Nesle	0,6
Alimentation Compiègne/Soissons	1,2
Taisnières : modification pôle de laminage G1	0,6
Taisnières : raccordement en gaz H de l'Artois Est 2	3,5
Adaptation du poste d'Orchies et des canalisations voisines	1,7
Taisnières : finalisation des raccordements en gaz H	10,2
Isolements gaz B / gaz H	21,9
Instrumentation qualité gaz	0,6

Illustration 8 : Montant des investissements prévus sur le réseau de GRTgaz [M€ ; 2015-2028]

Les fonctions principales de ces investissements sont détaillées en partie 4.3.2.

5.3.2 Analyse critique

La majorité des coûts engagés par GRTgaz correspondent à des investissements sur le réseau. Pour faciliter l'analyse dans cette partie, nous examinons leur pertinence en utilisant une répartition de ces investissements par fonction principale, bien que certains puissent être destinés à plusieurs fonctions. Ces fonctions sont les suivantes :

- Joindre les actuels réseaux B et H
- Adapter certaines stations de détente
- Limiter la taille des secteurs à convertir
- Isoler les réseaux B et H
- Adapter les installations en gaz B de Taisnières aux faibles débits
- Réduire le risque lié à la qualité du gaz B+

- Autres (adaptation du site d’Arleux-en-Gohelle, adaptation des installations en Taisnières pour permettre l’alimentation en gaz H de Maubeuge, instrumentations pour la qualité du gaz)

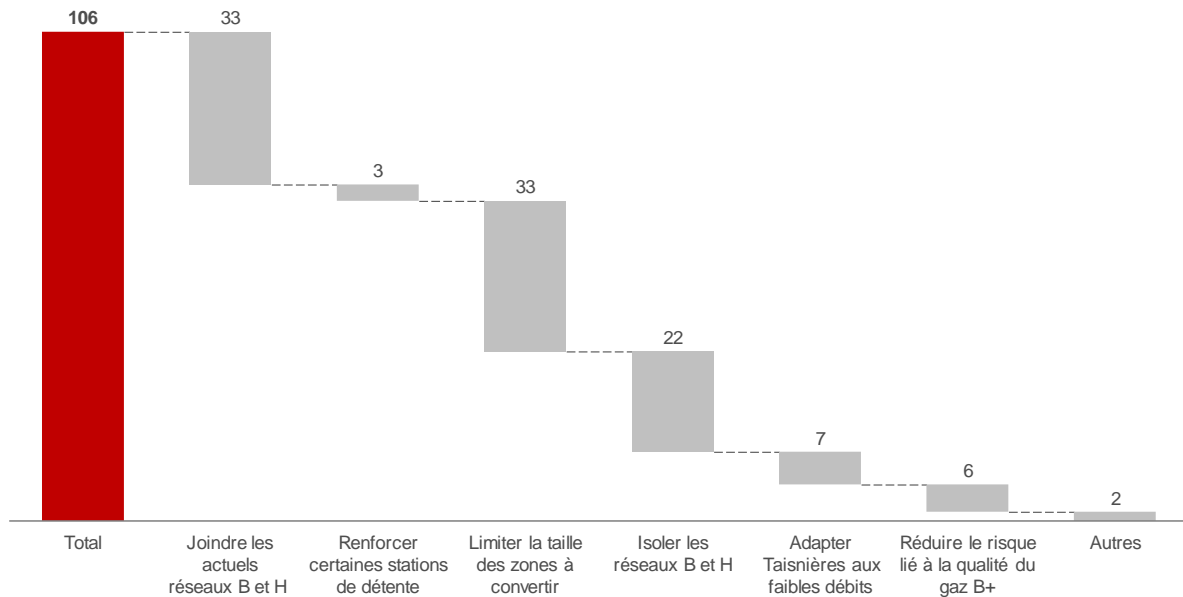


Illustration 9 : Classification des CAPEX de GRTgaz selon leur fonction principale [M€] ⁷⁹

Bien que les plans de conversion de Fluxys et GRTgaz ne soient pas directement comparables car les réseaux et les besoins techniques sont différents, ils présentent des investissements destinés aux mêmes fonctions pour des ordres de grandeur similaires.

PRINCIPALES DEPENSES D'INVESTISSEMENT PRÉVUES PAR FLUXYS ET GRTGAZ POUR LA CONVERSION

	FLUXYS	GRTgaz
Joindre les actuels réseaux B et H / adapter certaines stations de détente	~40 M€ Point de jonction : Winksele (+ autres stations de détente)	~36 M€ Points de jonction : Loon-Plage, Valhuon, Taisnières
Limiter la taille des secteurs à convertir	Montant non divulgué Zone concernée : Bruxelles ¹⁾ (station city gate Overijse + canalisation)	~33 M€ Secteurs concernés : Gravelines et Dunkerque (canalisation Brouckerque-Spycker), ~3,5 M€ ; Béthune et Lens (canalisation Béthune-Lens), ~9,5 M€ ; Lille-Est et Saint-Amand (adaptation du poste d'Orchies), ~1,5 M€ ; Béthune (adaptation du poste d'Isbergues), ~0,05 M€.
Isoler les réseaux B et H	~10 M€	~22 M€

CAVEAT :

- Les montants prévus par GRTgaz et Fluxys ne sont pas directement comparables car les réseaux, dont les besoins techniques, sont différents
- Les montants indiqués représentent une partie des investissements prévus, non le total des dépenses

¹⁾ Ce coût correspond à l'ajout d'une nouvelle alimentation pour la zone de Bruxelles au niveau de la limite régionale Auderghem/Overijse ; cette infrastructure est importante pour « la bonne réalisation du projet de conversion », mais de manière plus générale pour « le futur approvisionnement en gaz naturel de la région de Bruxelles-Capitale »

Source: GRTgaz ; CREG, Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030 ; CREG, Rapport national 2016 ; Analyse E-CUBE Strategy Consultants

⁷⁹ Montants non actualisés

Illustration 10 : Principales dépenses d'investissement prévues par Fluxys et GRTgaz pour la conversion

Les investissements de GRTgaz sont justifiés car leurs fonctions sont nécessaires au déroulement de la conversion.

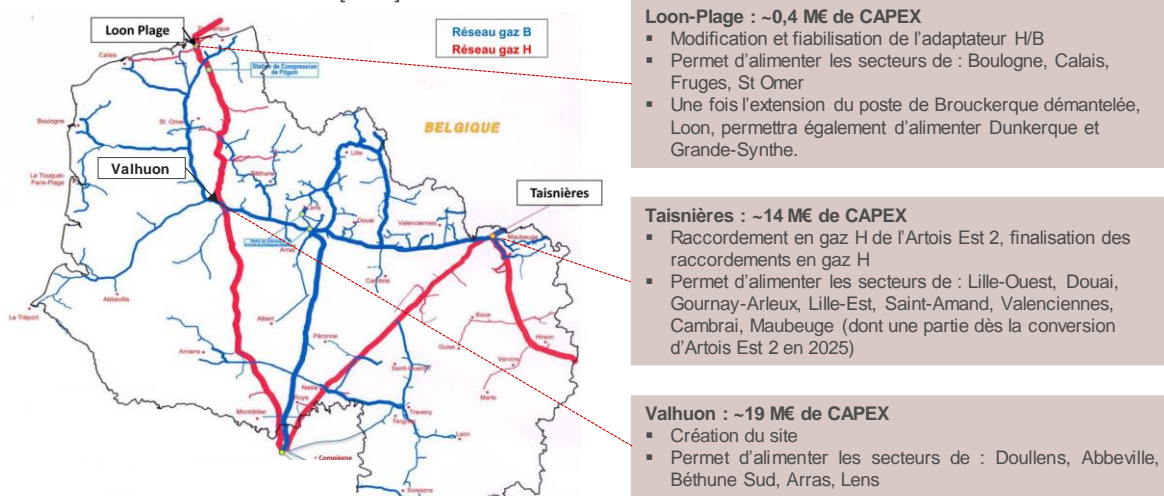
5.3.2.1 Joindre les actuels réseaux B et H

Le plan de GRTgaz prévoit de créer 3 jonctions principales pérennes entre les actuels réseaux B et H, qui représentent ~33 M€ de CAPEX, soit ~30% des CAPEX prévus par GRTgaz. Ils sont « pérennes » car ils resteront en service même après la conversion (contrairement à l'extension du poste de Brouckerque).

Dans le cadre du plan de conversion, il est nécessaire de joindre les actuels réseaux B et H en au moins un point. Le choix des points effectué par GRTgaz est judicieux, car il s'agit des croisements de canalisations de diamètre important des réseaux B et H actuels.

De plus, il est nécessaire d'effectuer plusieurs jonctions pour des raisons de pression (nécessité de la jonction de Loon) et de débit à la pointe 2% (nécessité des points de Valhuon et Taisnières). Ainsi, chacun de ces points permet d'alimenter différents secteurs pendant la conversion. Au-delà du plan de conversion, ils contribuent également au renforcement de la sécurité d'approvisionnement en gaz dans la région en créant des possibilités de configurations alternatives en cas d'indisponibilité de certaines installations.

CARTE DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DANS LA RÉGION DES HAUTS-DE-FRANCE [2017]



Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants ; GRTgaz

Illustration 11 : Présentation des 3 jonctions principales entre les actuels réseaux B et H

Précisions sur Taisnières

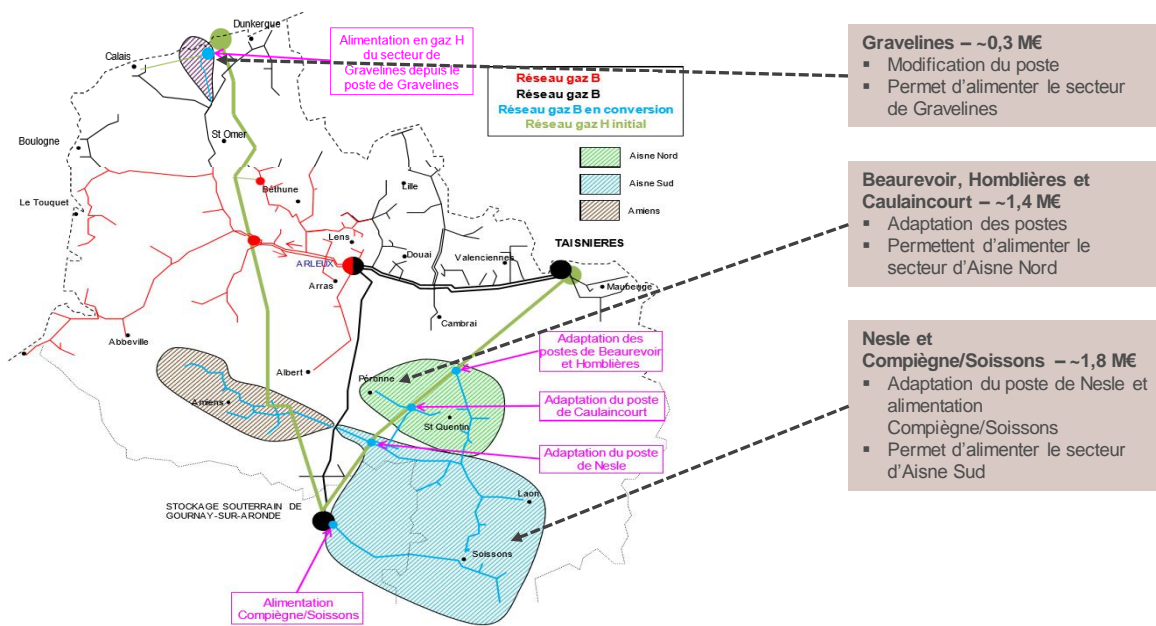
L'estimation du coût de la « finalisation des raccordements en gaz H », présentée par GRTgaz repose sur l'hypothèse que toutes les fonctionnalités d'interconnexion existent entre les canalisations d'arrivée (côté belge) et les canalisations de départ (côté français). Cependant, GRTgaz pourrait juger que ces fonctionnalités ne sont pas nécessaires. Cependant, l'opportunité d'effectuer les raccordements en gaz H devra faire l'objet d'études approfondies en coordination avec Fluxys.

Précisions sur Valhuon

Sur le site de Valhuon, une partie des travaux a été « anticipée » dans la phase pilote, alors qu'ils auraient pu être réalisés en phase de déploiement. Cette anticipation a permis de les mutualiser avec les travaux nécessaires sur le même site en phase pilote pour convertir le secteur de Doullens. Les économies réalisées (~1,1 M€) sont inférieures aux gains d'actualisation si ces travaux avaient été repoussés.

5.3.2.2 Adapter certaines stations de détente

Outre les principaux points de jonction précédemment cités, des postes seront adaptés à Beaufeuve, Homblières, Nesle, Caulaincourt, Compiègne/Soissons, Gravelines, dans l'objectif de permettre l'approvisionnement de certains secteurs en gaz H. Les CAPEX sont limités, avec un total de ~3,5 M€. Ces travaux sont pertinents car ils permettent, avec un coût limité, de convertir progressivement et séparément les zones concernées : Gravelines, Aisne Nord, Aisne Sud.



Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants ; GRTgaz

Illustration 12 : Présentation des adaptations de postes de détente

5.3.2.3 Limiter la taille des secteurs à convertir

Certains investissements de GRTgaz ont pour objectif de limiter la taille des zones à convertir par GRDF, pour un CAPEX de ~33 M€, soit ~30% du CAPEX total.

Zones concernées	Travaux prévus	Objectif des travaux	Montant des travaux
Dunkerque et Grande Synthe	Canalisation Brouckerque-Spycker	Scinder les secteurs de Dunkerque et Grande-Synthe afin de permettre une conversion progressive (phasage)	~3,5 M€

	Extension du site de Brouckerque	Convertir les secteurs de Dunkerque et Grande Synthe tout en maintenant en gaz B le poste de Loon	~18 M€
Lens et Lille-Ouest	Canalisation Béthune Sud-Lens	Limiter la taille du secteur de Lille-Ouest en reportant une partie des clients sur le secteur de Lens	~9,5 M€
Béthune Nord et Sud	Adaptation du poste d'Isbergues	Permet de scinder le secteur de Béthune 2 afin de limiter la taille des secteurs à convertir {Béthune Sud ; Béthune Nord}	~0,5 M€
Lille-Est	Adaptation du poste d'Orchies	Convertir séparément les secteurs de Lille Est en 2026 et Saint-Amand en 2027	~1,7 M€

Ces investissements sont justifiés en regard de l'enjeu de limiter la taille des secteurs et de permettre leur conversion par sous-secteurs.

C'est en particulier le cas de l'extension du poste de Brouckerque et de la construction de la canalisation Brouckerque-Spycker. En effet :

- La canalisation Brouckerque-Spycker est nécessaire pour séparer les secteurs de Grande-Synthe (~19 000 clients à date) et Dunkerque (~38 000 clients à date). A défaut, l'ensemble de ces secteurs devrait être converti d'un coup ; or cela reviendrait à prendre le risque de convertir dès la 2^{ème} année du pilote un secteur de ~57 000 clients, soit beaucoup plus que sur les autres zones pilotes (~6 000 à Doullens, ~9 000 à Gravelines), et plus que cela n'a jamais été réalisé en France (maximum : Nancy, 52 000 clients en 1984).
- L'extension du poste de Brouckerque est nécessaire pour convertir les zones de Dunkerque et Grande Synthe tout en maintenant en gaz B le poste de Loon. Ce dernier doit rester sur le réseau B tant que les zones de Dunkerque, Grande-Synthe, Gravelines, Calais n'ont pas toutes été converties ; ceci pour garantir le niveau de pression requis sur ces zones à la pointe 2%, lorsque les pertes de charge depuis Taisnières sont les plus importantes, ce qui était la principale raison de sa mise en service en 2007. Or, les conversions de ces zones devant intervenir en début de période, il est préférable de ne pas toutes les convertir en une année, car elles comptent ~100 000 clients au total. Par ailleurs, le poste de Loon ayant un débit minimal élevé, le fait de le passer en gaz H au début de la conversion demanderait des investissements pour l'adapter aux faibles débits de gaz H. De plus, maintenir le poste de Loon en gaz B jusqu'à 2021 permet de limiter certains risques, notamment celle de non-conformité du gaz B+, et de déficits de débit dans la zone B. Enfin, l'absence du poste Brouckerque ferait reposer sur Loon seul l'approvisionnement de l'extrémité nord de la zone B ; c'est aussi la raison pour laquelle GRTgaz souhaite maintenir Brouckerque en exploitation jusqu'à ce que les dépenses d'exploitation ou de renouvellement deviennent trop importantes (~10 ans après la mise en service). Pour maintenir Loon sur le réseau B tout en convertissant Dunkerque et Grande Synthe, la meilleure solution est de réaliser un piquage en charge sur les artères des Hauts-de-France et d'étendre le poste de Brouckerque (détente, réchauffage, odorisation), ce qui est la solution proposée par GRTgaz.

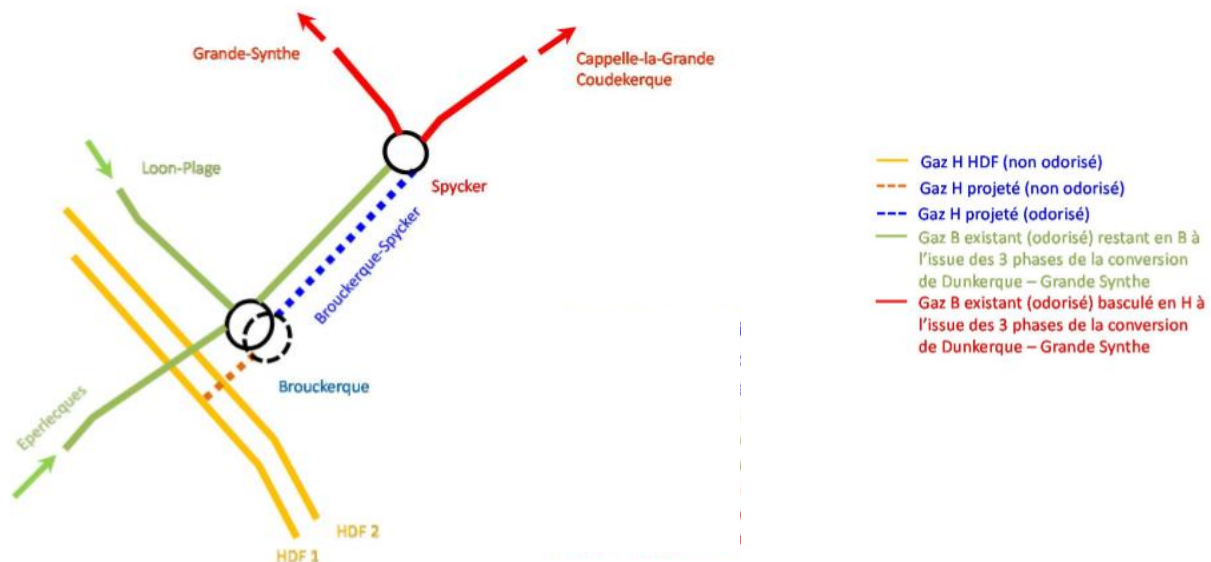


Illustration 13 : Schéma de la canalisation entre les postes existants de Brouckerque et de Spycker

5.3.2.4 *Isoler les réseaux B et H*

GRTgaz prévoit de doubler les robinets existants afin de garantir l'étanchéité aux limites gaz B / gaz H. Cela concerne 28 points du réseau où seul un robinet est aujourd'hui installé, pour un montant de ~20 M€. Par ailleurs, sur le site d'Arleux, GRTgaz propose d'ajouter une bretelle, ce qui permet de contourner un ensemble d'installations, et revient moins cher que de mettre en place systématiquement un second robinet sur les installations en question. Le coût de cette modification est estimé à ~2 M€. Les investissements visant à garantir l'étanchéité aux limites B/H représentent donc ~22 M€, sous l'hypothèse de doubler tous les robinets.

Cependant, le recours à des mesures de fuites internes au niveau des robinets existants pourrait permettre de réduire ce montant en identifiant si certains des robinets sont suffisamment étanches pour ne pas nécessiter l'installation d'un dispositif d'isolement complémentaire. Ces mesures de fuites internes devraient coûter moins de 100 k€ au total pour les 28 robinets concernés. Une mesure sur un robinet aérien coûte moins de 2000 €, tandis que des fouilles seront nécessaires pour les mesures sur les robinets enterrés pour un coût unitaire d'environ 10 k€.

Il est nécessaire de garantir l'étanchéité aux limites gaz B / gaz H afin de préserver les caractéristiques du gaz dans les différentes parties du réseau. La solution proposée par GRTgaz, consistant à doubler les robinets lorsque les mesures en ont déterminé la nécessité, est une solution efficace.

5.3.2.5 *Adapter les installations en gaz B de Taisnières aux faibles débits*

Une partie des dépenses prévues à Taisnières (~7 M€) ont pour objectif de permettre des débits plus faibles vers la fin de la période de conversion, en insérant des lignes d'odorisation et de régulation de diamètres plus faibles que les lignes existantes.

Ces dépenses sont nécessaires pour assurer le maintien de l'alimentation en gaz B au-delà de 2024, lorsque les débits minimaux auront fortement diminué par rapport à aujourd'hui.

5.3.2.6 *Réduire le risque lié à la qualité du gaz B+*

La qualité du gaz B+ entrant dans la zone B par Taisnières est essentielle pour la bonne marche du plan de conversion. En effet, si la qualité du gaz entrant passait sous les seuils minimaux d'indice de Wobbe ou de PCS, certains appareils risqueraient de présenter des niveaux d'émissions hors normes entre l'adaptation et le changement de gaz.

Tant que les secteurs en conversion sont situés dans la partie ouest du réseau, et que le mélangeur de Loon est en service, ce dernier suffit à prévenir ce risque. Cependant, après 2021, il sera nécessaire de faire appel au mélangeur de Taisnières en cas de non-conformité. D'après GRTgaz, ce mélangeur est ancien et ne permettrait pas d'assurer le niveau de fiabilité nécessaire car il ne dispose pas de ligne de secours. GRTgaz souhaite donc prendre en 2019 une décision quant à la fiabilisation de cette installation à la lumière de la qualité observée du gaz entrant à Taisnières. Le coût est estimé à ~6 M€, pour une mise en service en 2021. Il convient de noter que depuis la date d'avril 2016, à laquelle les Pays-Bas ont commencé à exporter du gaz B+ vers la France⁸⁰, GRTgaz a observé quelques « décrochages » ponctuels par rapport aux normes de PCS et d'indice de Wobbe. Le fait de prendre la décision en 2019 est pertinent car il permet, si nécessaire, d'assurer la disponibilité continue de moyens de maintenir la qualité du gaz B+ sur l'ensemble du réseau.

5.3.2.7 Autres investissements

Adaptation du site d'Arleux-en-Gohelle (~1 M€)

Le site d'Arleux-en-Gohelle permet d'interconnecter plusieurs canalisations : les deux artères d'Artois Ouest, les deux artères d'Artois Est, la canalisation Avion-Arleux qui transporte le gaz de mines injecté par Gazonor, et une artère reliée au stockage de Gournay.

En période de conversion, il doit permettre de maintenir les injections de grisou dans le réseau tout en respectant les qualités de gaz prescrites sur les différentes artères : B+ appauvri (par le gaz de mines), B+ ou H. Pour ceci, GRTgaz a prévu de modifier les schémas d'injection du gaz de mines.

Les schémas d'injection du gaz de mines proposés par GRTgaz permettent de limiter les investissements nécessaires sur le site d'Arleux. Cependant, les fonctionnalités du site d'Arleux doivent être adaptées afin de pouvoir orienter le gaz B+ appauvri vers des secteurs non concernés par des opérations d'adaptation des appareils chez clients. L'investissement prévu par GRTgaz sur le site d'Arleux paraît donc pertinent.

Adaptation des installations de Taisnières pour permettre l'alimentation en gaz H de Maubeuge (~0,4 M€)

L'antenne de Maubeuge étant actuellement reliée en gaz B au site de Taisnières en amont des artères d'Artois Est, il est nécessaire de la relier à une canalisation en gaz H sur le site afin de convertir le secteur de Maubeuge.

Instrumentations pour la qualité du gaz (~0,6 M€)

La conversion de la zone aura deux effets quant à la mesure de la qualité du gaz sur le réseau par des instrumentations fixes :

- Modifier les flux de gaz sur le réseau : le nombre de configurations de flux possibles va augmenter du fait de l'augmentation des points de jonction entre les actuels réseaux B et H. Par conséquent, le nombre de chromatographes fixes servant à mesurer la qualité du gaz doit augmenter.
- Modifier la qualité du gaz : cela justifie de remplacer les bouteilles de gaz étalon des chromatographes

Les investissements proposés par GRTgaz dans ce domaine sont donc justifiés.

⁸⁰ Les nouvelles normes de qualité du gaz B exporté par les Pays-Bas vers la Belgique sont entrées en vigueur en avril 2016

5.4 Choix techniques hors investissements

5.4.1 Wobbe-mètres mobiles

5.4.1.1 Description

Le plan de GRTgaz prévoit l'achat de 6 Wobbe-mètres temporaires (analyseurs par corrélation), afin de permettre le contrôle et le suivi de la qualité du gaz en période de conversion. »

« Ces appareils ne seront placés que temporairement (quelques mois) en un endroit donné et ils seront déplacés afin de pouvoir être réutilisés en d'autres localisations du réseau, en fonction de la progression de la conversion. »

5.4.1.2 Analyse critique

Le recours à une instrumentation provisoire et mobile pour mesurer la qualité du gaz en complément d'un logiciel de simulation et des installations de mesure fixes constitue un choix pertinent pour suivre l'avancée du front de gaz. Il permet notamment de limiter les dépenses en utilisant les Wobbe-mètres sur différentes zones pendant la conversion.

5.4.2 Fiabilisation de l'adaptateur de Loon

5.4.2.1 Description

Il s'agit de l'adaptation du système de détection incendie externe et de la carte communication de l'automate afin d'éviter les arrêts intempestifs récemment constatés en fonctionnement continu, dans l'objectif que l'adaptateur puisse contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la zone B.

5.4.2.2 Analyse critique

Le rôle de l'adaptateur de Loon dans le contrôle du risque de non-conformité du gaz B+ avant 2021 justifie les dépenses prévues par GRTgaz pour le fiabiliser, le montant prévu étant relativement faible (~70 k€).

5.4.3 Démantèlements d'installations

5.4.3.1 Description

GRTgaz prévoit de démanteler plusieurs installations une fois qu'elles ne seront plus nécessaires à son activité. C'est notamment le cas des compresseurs en gaz B et des installations de mélange à Taisnières, ainsi que des installations de réchauffage et d'odorisation du poste de Brouckerque.

5.4.3.2 Analyse technique

Le fait de démanteler ces installations se justifie à la fois par la réduction des dépenses d'exploitation (généralement ~1 à 2 % du CAPEX initial) qu'il permet, et par le souci de démanteler les équipements non utilisés par mesure de sécurité, qui est une bonne pratique dans le domaine des infrastructures gazières.

La possibilité de réutiliser certains équipements pourra être étudiée par GRTgaz le moment venu.

5.5 Conversion des clients raccordés au réseau de transport

5.5.1 Description

GRTgaz prévoit de contacter chaque client plusieurs fois avant le passage au gaz H : 2 ans, 1 an, 2 mois puis 5 jours avant. GRTgaz a déjà commencé à communiquer avec l'ensemble des clients concernés afin :

- De leur présenter le plan de conversion et d'insister sur divers enjeux, notamment celui de lister à l'avance les compétences nécessaires à l'adaptation pour s'assurer de la capacité à les mobiliser en temps utile
- D'effectuer un premier recensement des appareils utilisés
- D'entamer l'accompagnement des clients dans la conversion, qui passera notamment par des réunions de partage de retour d'expérience entre industriels

Avant le passage au gaz H, les industriels devront fournir à GRTgaz une « attestation formelle signée » qu'ils ont pris les dispositions nécessaires. GRTgaz n'a pas prévu de visite de contrôle chez les clients car l'adaptation des appareils ne relève pas de sa responsabilité. GRTgaz considère que le risque de défaut d'adaptation est faible car les opérations seront réalisées par le client ou son prestataire habituel, qui connaissent bien leurs équipements et ont intérêt à en assurer le bon fonctionnement.

GRTgaz prévoit de changer de gaz le lundi matin pour maximiser les chances que le front de gaz atteigne l'ensemble des consommateurs un jour ouvré, facilitant ainsi les réglages des appareils.

5.5.2 Analyse critique

Les dispositions prévues par GRTgaz pour la conversion des clients raccordés au réseau de transport correspondent à une gestion efficace et prudente. Elles prennent en compte les enjeux identifiés par les gestionnaires de réseau de transport en Allemagne, notamment concernant la date d'arrivée du gaz H aux appareils. Etant donné que chaque industriel effectuera ses réglages lui-même ou avec l'appui d'un prestataire qualifié, il ne semble pas nécessaire de mettre en place d'autres mesures que celles proposées par GRTgaz.

5.6 Options non intégrées au scénario de référence

5.6.1 Description

Le scénario de référence du plan de conversion n'inclut pas « la mise en place éventuelle en 2025 d'une alimentation en gaz H du secteur de Lille Est à partir du réseau de Fluxys en Belgique, afin de permettre un découpage en plusieurs sous-secteurs convertis successivement (en première approche, ordre de grandeur de coût d'environ ██████ à ██████) ».

5.6.2 Analyse critique

Bien que non comptabilisée dans le scénario de référence à date, la création d'un accès au réseau de Fluxys pour scinder Lille-Est en sous-secteurs pourrait coûter ~█████ à ██████.

Le besoin technique (débit) encore très incertain car les études sur la conversion de Lille-Est sont encore en cours chez GRDF, et la nécessité de créer cet accès sera à qualifier grâce aux enseignements des premières conversions de zone, en particulier en ce qui concerne la taille maximale d'une zone convertible sans phasage. Le débit pourrait être de 91 000 à 200 000 m³/h côté Fluxys.

Selon les délais normatifs, la décision d'investissement devrait être prise en 2021⁸¹ pour une mise en service en 2026. En effet, la construction d'une canalisation transfrontalière nécessitant une autorisation ministérielle prend ~5 ans selon le plan de développement du réseau à 10 ans. La création d'un nouveau point d'interconnexion avec la Belgique constituerait une complexité supplémentaire par rapport à la construction d'autres canalisations.

L'incertitude sur le besoin technique justifie d'attendre 2021 pour prendre la décision d'investissement, et de ne pas intégrer les coûts de cette option au scénario de référence.

Il est à noter que cette installation, si elle est construite, pourrait n'être utilisée que pendant l'année de conversion de Lille-Est, voire même une partie de cette année, pour un coût significatif.

⁸¹ Ou 2020 dans un scénario accéléré dans lequel le secteur de Lille Est serait converti dès 2025

5.7 Modélisation des coûts

5.7.1 Description

Le coût total (CAPEX + OPEX) du plan de conversion pour GRTgaz devrait se situer entre 100 et 120 M€, pourvu que le besoin technique ne soit pas modifié.

Cette estimation inclut une marge de 50% pour incertitudes et aléas sur les CAPEX de la phase de déploiement, qui ont fait l'objet d'études moins détaillées pour l'instant que la phase pilote. Nous avons retiré de l'estimation de GRTgaz les coûts de conversion des clients raccordés au réseau de transport (~1 M€), que la réglementation ne prévoit pas à date de faire porter par GRTgaz.

De manière générale, l'estimation des coûts présentée semble raisonnable, comme détaillé plus loin.

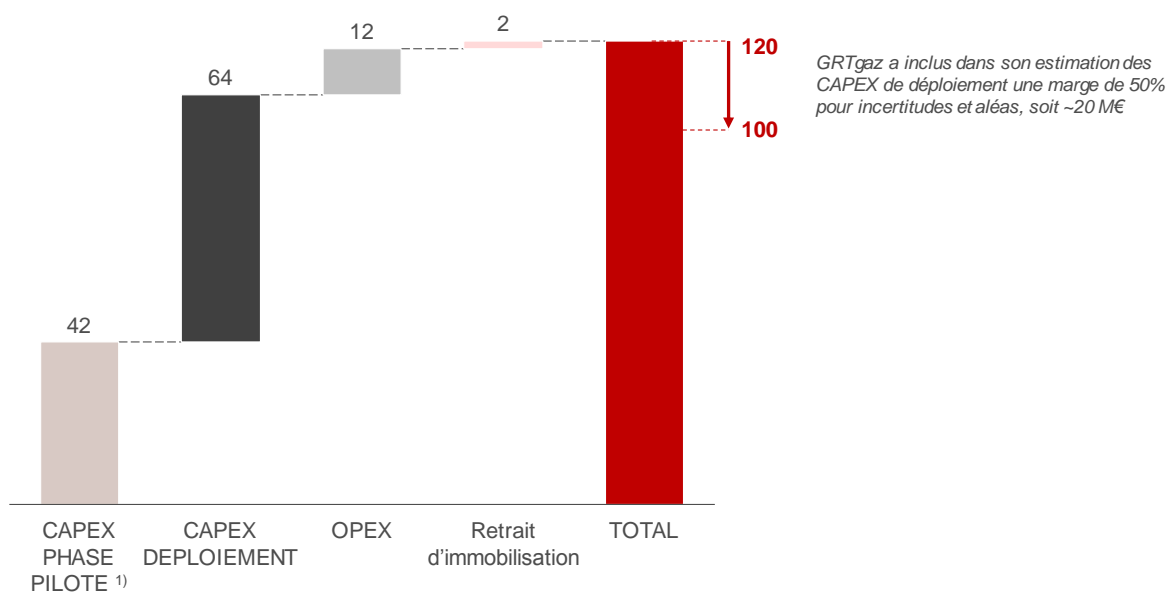


Illustration 14 : Coûts du projet pour GRTgaz [M€ ; 2015-2031]

5.7.2 Analyse critique

5.7.2.1 Investissements prévus sur le réseau

Les montants d'investissements prévus (106 M€) sont du même ordre de grandeur que ceux prévus par Fluxys dans un contexte similaire (~50 M€).

La plupart des investissements prévus ont fait l'objet d'estimations ad hoc. Seuls les coûts des isolements B/H reposent sur des hypothèses de coût unitaire, qui dépendent des diamètres des canalisations. Ces coûts pourront donc être affinés à l'issue de la phase pilote.

Il est à noter que certains investissements moins probables que les autres sont inclus dans le scénario de référence (notamment la fiabilisation du mélangeur de Taisnières et certains raccordements en gaz H à Taisnières). A contrario, le possible investissement pour raccorder Lille-Est au réseau de Fluxys n'est pas inclus dans le scénario de référence. Cela se justifie par les probabilités à date de réalisation de ces projets ; cependant, le chiffrage du scénario de référence devra évoluer pour prendre en compte l'évolution du besoin technique du projet.

5.7.2.2 Choix techniques hors investissements

Les montants prévus dans cette partie sont limités en regard du coût total du projet. Ils représentent ~5,7 M€, soit ~5% du budget.

5.7.2.2.1 Wobbe-mètres mobiles

Le coût d'acquisition des 6 Wobbe-mètres mobiles est estimé à 240 k€, soit 40 k€ par unité. Le coût de d'installation + désinstallation est estimé à 40 k€/unité/an. Ces coûts pourront être affinés à l'issue de la phase pilote.

5.7.2.2.2 Fiabilisation de l'adaptateur de Loon

Le budget pour la fiabilisation est estimé à 70 k€, et semble donc être une décision pertinente du point de vue technico-économique afin d'éviter les arrêts intempestifs constatés en fonctionnement continu.

5.7.2.2.3 Démantèlements d'installations

Les coûts totaux de démantèlement sont estimés à ~3,2 M€, soit un ordre de grandeur proche des démantèlements d'installations d'interconnexion par Storengy. Pour rappel, le démantèlement d'actifs similaires pour Storengy s'élevait entre ~600 k€ (Tersanne) et 3M€ (Etrez).

5.7.2.3 Charges de main-d'œuvre

Ces coûts représentent 6,2 M€ sur la période.

La charge de travail engagée (~3 ETP) semble raisonnable, sachant qu'elle est répartie entre plusieurs parties de GRTgaz. L'estimation en phase pilote est considérée comme relativement précise ; en revanche, l'estimation à partir de 2021 ne peut être qu'indicative à ce stade, d'autant plus que la nature des tâches sera plus opérationnelle que pendant la phase pilote, où elle correspondait principalement à des études.

Par ailleurs, le coût unitaire moyen de main d'œuvre (~160 k€/ETP/an) est conforme à celui d'activités d'ingénierie comparables.

5.7.2.4 Conversion des clients finaux

La compensation des coûts de réglage par GRTgaz n'étant pas prévue par la réglementation à ce stade, nous l'avons retirée de l'estimation.

Il convient de noter que l'absence d'une telle compensation constituerait un désavantage de traitement pour les clients raccordés au réseau de transport par rapport à ceux raccordés au réseau de distribution. En Allemagne, le gestionnaire de réseau prend en charge les coûts directs sous réserve d'un contrôle, qui est effectué par le régulateur pour les montants supérieurs à 5 k€.

En revanche, il n'est pas envisageable de prendre en charge les pertes de production, car le GRT et le régulateur ne seraient pas en mesure de les contrôler ; les coûts indirects ne sont d'ailleurs pas couverts non plus pour les clients raccordés au réseau de distribution.

Le montant total calculé par GRTgaz, proche de ██████ (soit ~█████ par client industriel), est raisonnable. Il correspond à la rémunération de techniciens (internes ou externes au client) pour effectuer le recensement et les réglages sur les appareils. Comme ces coûts dépendent du nombre d'appareils et de leur type, ils peuvent en réalité varier entre 0 et quelques dizaines de milliers d'euros par client, une journée de travail d'un technicien coûtant environ 1000 €. En revanche, ils ne comprennent pas les coûts indirects (ex : pertes de production). En Allemagne, les estimations de coûts sont cohérentes avec ce chiffre ; elles peuvent varier entre ~2 et 150 k€ par usine, avec une moyenne à moins de 10 k€.

5.7.2.5 Options non intégrées

L'estimation de budget pour le raccordement de Lille-Est à Fluxys est de [REDACTED] à répartir entre GRTgaz et Fluxys. Elle est cependant très préliminaire selon GRTgaz : « Sur la base des échanges oraux avec Fluxys, l'ordre de grandeur des coûts a été évalué à environ [REDACTED] au global, dont environ [REDACTED] sur le réseau de GRTgaz ».

5.7.2.6 Retraits d'immobilisation

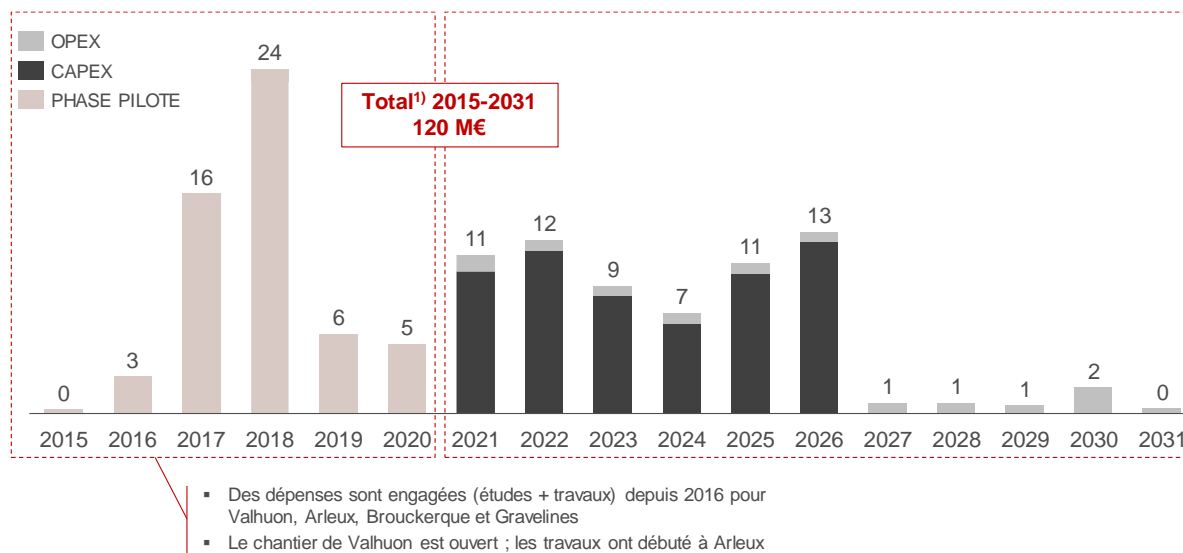
Le budget alloué aux retraits d'immobilisations est incertain, mais peut probablement être estimé entre 0 et 10 M€. Il correspond au démantèlement d'une partie de l'adaptateur de Loon, d'une partie du site de Taisnières (compresseurs en gaz H et mélangeur), et potentiellement d'autres actifs.

Le calcul précis de ce budget demande de croiser la vision technique (quelles sont les installations à démanteler) et la vision comptable (quels sont les blocs de la base d'actifs concernés par l'installation), ce qui peut s'avérer complexe.

5.8 Dimensionnement, contenu et objectifs de la phase pilote

5.8.1 Dimensionnement et contenu

Pour GRTgaz, une part importante des coûts engagés durant la phase pilote ne correspond pas à des actions reproductibles durant la phase de déploiement, mais à des actions uniques nécessaires pour permettre le déroulement du plan de conversion, à la fois en phase pilote et en phase de déploiement. Ainsi, une part importante des coûts de GRTgaz sera engagée durant la phase pilote ; certains travaux ont d'ailleurs déjà débuté. Sur les ~120 M€ de coûts prévisionnels, ~53 M€, soit ~44%, seront engagés durant la phase pilote ou l'ont déjà été.



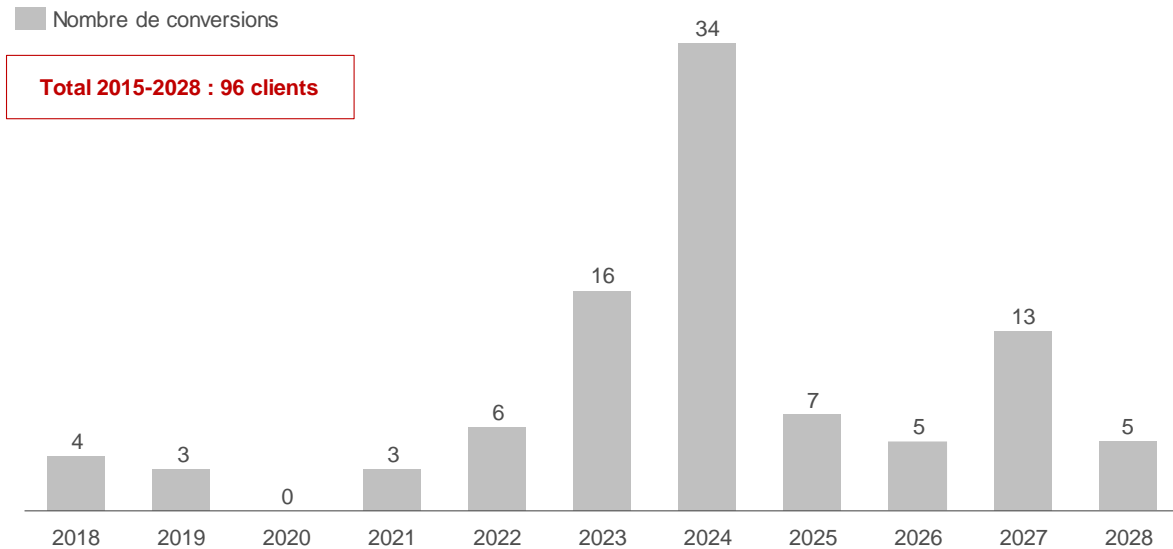
Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants ; GRTgaz

Illustration 15 : Répartition des coûts prévisionnels pour GRTgaz [M€/an ; 2015-2031]

Sur certains aspects, la phase pilote sera pour GRTgaz l'occasion de bénéficier d'un temps d'apprentissage permettant de sécuriser ou d'améliorer la phase de déploiement. C'est notamment le

cas de la conversion des clients raccordés au réseau de transport, dont le nombre présente une répartition « en cloche » progressive, seuls 7 clients étant à convertir durant la phase pilote.

RÉPARTITION PAR ANNÉE DES CONVERSIONS DE CLIENTS TRANSPORT [# clients ; 2018-2028]¹⁾



1) Source : GRTgaz, Plan de conversion du 23 septembre 2016
Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants ; GRTgaz

Illustration 16 : Répartition par année des conversions de clients raccordés au réseau de transport [2018-2028]

5.8.2 Objectifs

La phase pilote devra notamment permettre à GRTgaz de :

- Qualifier le risque sur la qualité du gaz B+ en entrée à Taisnières
- Evaluer l'opportunité de certains investissements
 - Doublement des robinets d'isolement
 - Fiabilisation du mélangeur de Taisnières, en fonction du risque sur la qualité du gaz B+
 - Travaux sur le mélangeur du site de Storengy de Gournay⁸²
 - Raccordement de Lille-Est au réseau Fluxys, en fonction du besoin technique de GRDF
- Tester les dispositions prises pour le pilotage du réseau et la maîtrise de la qualité du gaz à l'intérieur du réseau, notamment :
 - Dispositifs de suivi du front de gaz
 - Isolements B/H
 - Schémas de pilotage du réseau permettant le respect des qualités de gaz (B+ appauvri, B+, H)
- Tester la coordination avec les GRD quant à :

⁸² Cet investissement concerne un site de Storengy, mais il appartiendra à GRTgaz de définir le besoin technique. Les mélangeurs de Gournay et Taisnières ne seraient pas équivalents en termes de service car ils présentent des débits et des situations sur le réseau différentes.

- La mise à jour du plan de conversion et les études de préparation qui y servent (ex : Lille)
- L'avancement des travaux et des réglages
- L'avancée du front de gaz
- Tester la coordination avec les clients raccordés au réseau de transport quant à :
 - L'avancement des travaux et des réglages
 - L'avancée du front de gaz
- Affiner les estimations de coûts :
 - Coûts des isolements B/H
 - Coûts d'installation et de désinstallation des Wobbe-mètres mobiles
 - Charges de main-d'œuvre
 - Coûts de réglage chez les clients directement raccordés au réseau de transport

6 Description et analyse critique du projet industriel de Storengy

Le site de stockage de Gournay est un aquifère situé en zone B, qui correspond au produit « Sédiane B » commercialisé par Storengy.

6.1 Méthode générale

6.1.1 Description

Au moment de la conversion du stockage de Gournay en 2026, Storengy envisage les opérations suivantes :

- Vidage du volume utile (gaz B+) pour la fin du mois de mars 2026
- Réglage des appareils à combustion au gaz H
- Injection du volume utile (gaz H) à partir de mai 2026

6.1.2 Analyse critique

L'option technique choisie par Storengy pour convertir Gournay est préférable du point de vue technico-économique à l'alternative du vidage-balayage, utilisée dans les années 1980. En effet, le vidage-remplissage est préférable au vidage-balayage car il présente des coûts nettement moins élevés pour un faible risque de non-conformité du gaz, comme le montre le tableau ci-dessous.

		Vidage/remplissage du volume utile <i>Choix de Storengy pour Gournay</i>	Vidage/balayage partiel du volume <i>Choix pour les conversions des années 1980 (Gournay et Cerville)</i>
Description des étapes		Vider le volume utile de gaz B, puis remplir le volume utile en gaz H	Vider le volume utile de gaz B, puis balayer une partie du gaz B restant (gaz coussin) avec du gaz H. Le balayage consiste à « pousser » le gaz B sur un front homogène à faible débit. Il peut nécessiter une adaptation des installations de surface (permettant le faible débit) et le forage de nouveaux puits aux extrémités de la cavité
Etat final		Le volume utile de gaz H repose au-dessus du volume de gaz coussin (resté en gaz B)	La quasi-totalité de la cavité (coussin + volume utile) est en gaz H
Paramètres	Durée d'indisponibilité	1 mois (durée de réglage des appareils à combustion au gaz H en surface)	Plusieurs exercices gaziers (durée de balayage à faible débit)

	Coûts directs de conversion	< 10 M€ Adaptation des installations de surface	~ 75 M€⁸³ Adaptation des installations de surface, forage de nouveaux puits (si nécessaire), coûts de personnel plus importants (complexité et durée de conversion)
	Coûts indirects		Risque accru de venues d'eau dans le réservoir
	Qualité du gaz	Le risque de soutirer du gaz de qualité inférieure à H est faible, car les échanges sont limités entre le volume utile en gaz H et le gaz coussin en gaz B+.	Meilleure qualité du gaz

Illustration 17 : Comparaison des 2 options techniques possibles de conversion du stockage de Gournay

6.2 Travaux sur les installations de surface

6.2.1 Description

Les appareils à combustion concernés par les réglages sont les suivants :

- Trois turbocompresseurs
- Trois unités de régénération (RK) servant à la déshydratation du gaz
- Quatre chaudières

Le site comprend également des fonctionnalités d'interconnexion et de mélange entre les réseaux B et H de GRTgaz. Aujourd'hui ces fonctionnalités sont utilisées par GRTgaz pour mélanger du gaz B au réseau H en cas de besoin de pointe.

Storengy propose :

- d'ajouter une fonctionnalité de mélange de gaz H au réseau B afin de parer à d'éventuels défauts de qualité du gaz B+ en zone B.
- de démonter la grille d'interconnexion existante une fois le stockage converti, celle-ci n'ayant plus d'utilité.
- de poser une canalisation reliant une partie du stockage à l'exutoire principal, en remplacement d'une partie de la grille démantelée.

6.2.2 Analyse critique

6.2.2.1 Adaptation des compresseurs

Le passage du gaz B au gaz H impose de régler la combustion et l'anti-pompage pour prendre en compte la modification des caractéristiques physiques du gaz (notamment l'indice de Wobbe et la densité). Ces opérations sont donc justifiées.

⁸³ Cette donnée fournie par Storengy n'a pas été auditée par E-CUBE

6.2.2.2 *Adaptation des chaudières et RK*

Les chaudières et RK faisant l'objet de réglementations spécifiques définies par arrêté préfectoral, respectivement quant à leur rendement et à leur durée d'utilisation, un certain nombre de tests doit être effectué pour définir les paramètres de réglage et mettre à jour la documentation. Les coûts présentés sont donc nécessaires pour la poursuite de l'exploitation.

6.2.2.3 *Travaux sur le mélangeur*

Ces travaux ont deux objectifs

- Pour Storengy : fiabiliser la qualité du gaz en sortie du stockage de Gournay au cas où elle serait insuffisante. D'après Storengy, ce cas pourrait se présenter en fin de saison de soutirage si la qualité du gaz H injecté est de 11,3 kWh/m³ ou moins, à cause des mélanges possibles entre le volume utile (gaz injecté de qualité H) et le gaz coussin (qualité estimée : B+), comme le montre l'illustration 18. Or, les statistiques publiées par l'ENTSOG montrent que la qualité du gaz qui entre sur le réseau de GRTgaz descend régulièrement sous ce niveau, notamment au PITTM de Dunkerque (37% du temps depuis juillet 2016) et au PIR d'Obergailbach (30% du temps depuis mai 2014). Par conséquent, il semble pertinent de réaliser ces travaux, dont le coût est limité (~0,5 M€) en regard de la valeur marchande du produit associé à Gournay (plus de 80 M€/an⁸⁴). Pour le besoin technique de Storengy, il est nécessaire que le mélangeur soit mis en service pour octobre 2026 (date des premiers soutirages en gaz H)
- Pour GRTgaz : disposer d'une source de gaz B+ en cas de problème sur la qualité du gaz dans le réseau B jusqu'à la conversion du stockage (2026)⁸⁵. Le besoin technique de GRTgaz pourrait nécessiter une mise en service rapidement après la fin de la phase pilote. En revanche, GRTgaz n'aura plus l'utilité du mélangeur une fois le site de Gournay passé en gaz H en 2026.

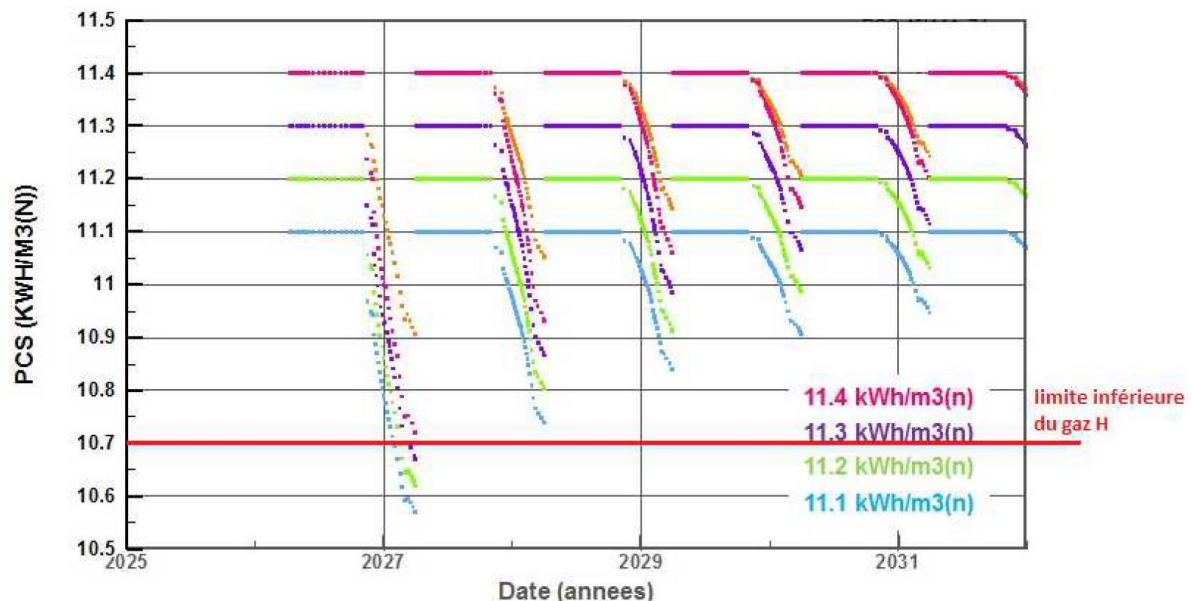


Illustration 18 : Simulation de la qualité du gaz soutiré de Gournay à partir de 2026 en fonction de différentes hypothèses de qualité de gaz H injecté (source : Storengy)

⁸⁴ Hypothèses : coût du produit Sédiane B ~7 €/MWh ; volume utile 12 TWh.

⁸⁵ Selon Storengy, le gaz coussin est de qualité B+ et les échanges thermodynamiques entre gaz coussin et volume utile sont limités ; par conséquent, le gaz soutiré de Gournay devrait être de qualité B+ jusqu'à 2026, pourvu que le gaz injecté soit de cette même qualité

Le retour d'expérience de la phase pilote et du début de la phase de déploiement permettra de déterminer si le besoin technique de GRTgaz justifie d'anticiper la mise en service du mélangeur avant 2026.

Par ailleurs, Storengy réalise actuellement une étude visant à déterminer si une installation de mélange utilisant des bouteilles de propane serait préférable du point de vue technico-économique à la solution considérée ici.

6.2.2.4 Travaux d'optimisation de la grille

Une fois le stockage passé au gaz H, la majeure partie de la grille d'interconnexion du site de Gournay ne sera plus utilisée. Bien qu'il soit techniquement possible d'utiliser uniquement le conduit central de la grille pour acheminer le gaz, les bonnes pratiques du métier, ainsi que l'autorisation d'exploitation de Gournay, peuvent être interprétés comme imposant de démanteler la partie inutilisée :

- La politique industrielle de Storengy prévoit le « démantèlement ou isolement des chambres de tirage, fosses, fourreaux inutilisés » pour éviter les fuites souterraines de gaz.
- L'arrêté préfectoral de l'Oise du 08/07/14, relatif à l'exploitation du site de Gournay, stipule que « les équipements abandonnés ne doivent pas être maintenus dans les installations ».

En effet, conserver des « bras morts » sur le site augmente les risques ; le souci de sécurité des installations semble donc justifier de démanteler la grille.

Au même titre que le démantèlement des grilles de Storengy des sites de Tersanne et Etrez (dont la compensation par GRTgaz a été validée par la CRE dans le cadre des contrats de prestations techniques GRTgaz-Storengy), le démantèlement de la grille du site de Gournay semble donc justifié, ainsi que la pose d'une nouvelle canalisation sur le site en remplacement d'une partie de cette grille.

Par ailleurs, ces travaux présentent également l'avantage pour Storengy de réduire les coûts d'exploitation, qui représenteraient quelques dizaines de milliers d'euros par an.

6.3 Modélisation des coûts

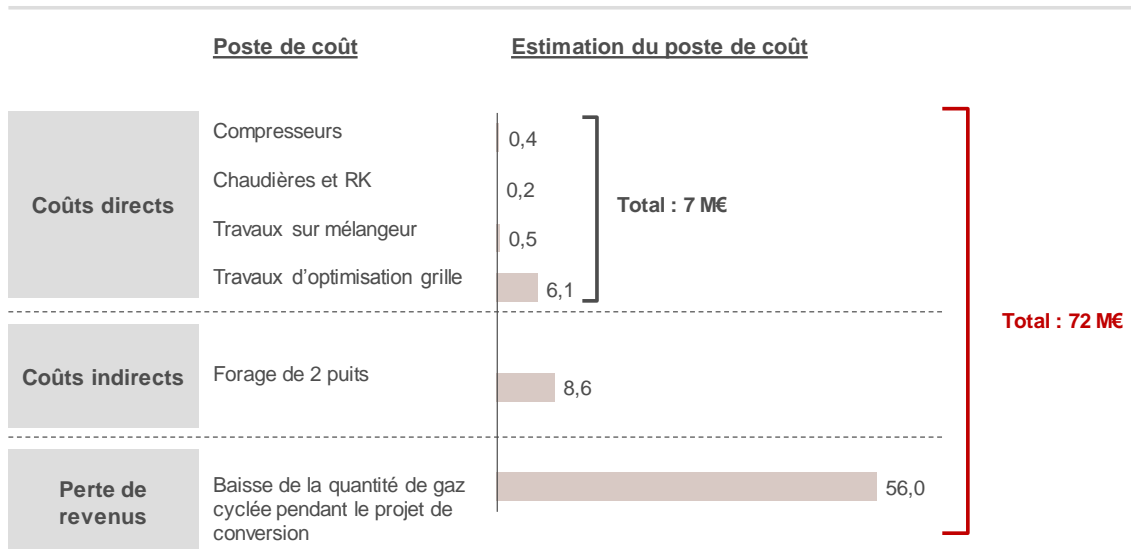
6.3.1 Préambule

L'article L431-6-1 du Code de l'Energie prévoit la possibilité d'une compensation des « *coûts induits pour l'opérateur de stockage [Storengy] par la modification de la nature du gaz* ». Il convient de noter que cette compensation interviendrait dans le cadre de contrats que GRTgaz « *peut conclure* » avec Storengy, et qui auraient pour objet de spécifier « *la nature du gaz stocké durant la phase de modification* ». Ainsi, GRTgaz pourrait choisir de ne pas signer de contrat avec Storengy. On peut imaginer que GRTgaz souhaite s'assurer que Storengy stocke bien du gaz B à Gournay jusqu'en 2026, ce qui se justifie par la nécessité de conserver le site jusqu'à cette date pour respecter le critère de pointe 2% en zone B. En revanche, une fois converti au gaz H, le stockage de Gournay n'aura plus de statut particulier par rapport aux autres stockages du nord de la France, qui peuvent tous contribuer aux besoins d'équilibrage de cette zone, les nouveaux points de connexion avec le réseau H (Valhuon et Loon notamment, ainsi que les connexions avec les Artères du Nord) renforçant l'alimentation de l'actuel réseau B.

L'objet de cette partie est d'analyser l'impact économique de la conversion sur Storengy, sans préjuger de la part de cet impact économique qui sera compensée à Storengy (ce qui dépend en partie d'une interprétation juridique de l'article L431-6-1 du Code de l'Energie), ni du fait que GRTgaz signe ou non avec Storengy les contrats cités plus haut.

6.3.2 Description et analyse de l'impact économique présenté par Storengy

Storengy structure l'impact économique de la conversion en 3 catégories.



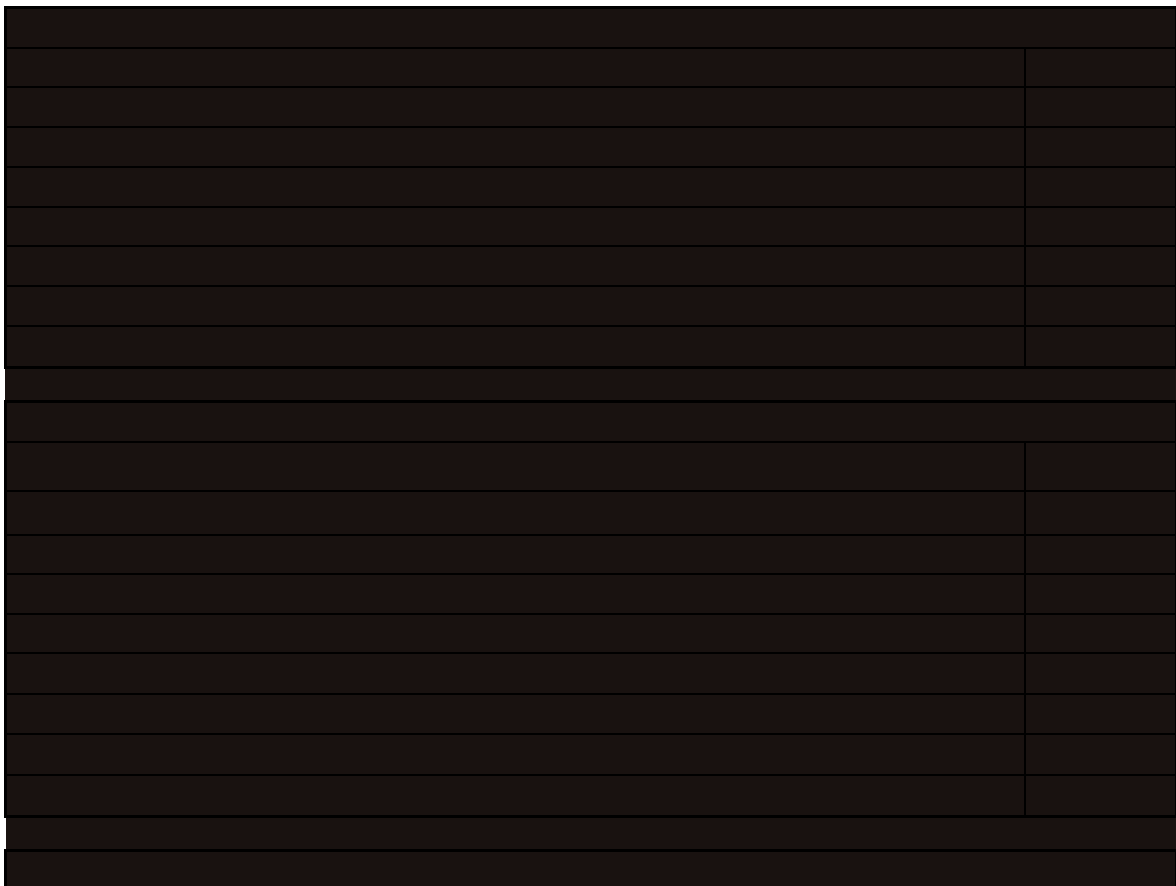
Source: Plan de conversion, Plan de chaque gestionnaire d'infrastructures, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 19 : Décomposition du budget présenté par Storengy [M€ ; 2018-2029]

6.3.2.1 Coûts directs

6.3.2.1.1 Description

Ils correspondent aux travaux sur les installations de surface décrits en partie 4.2, pour un montant total de ~7 M€.



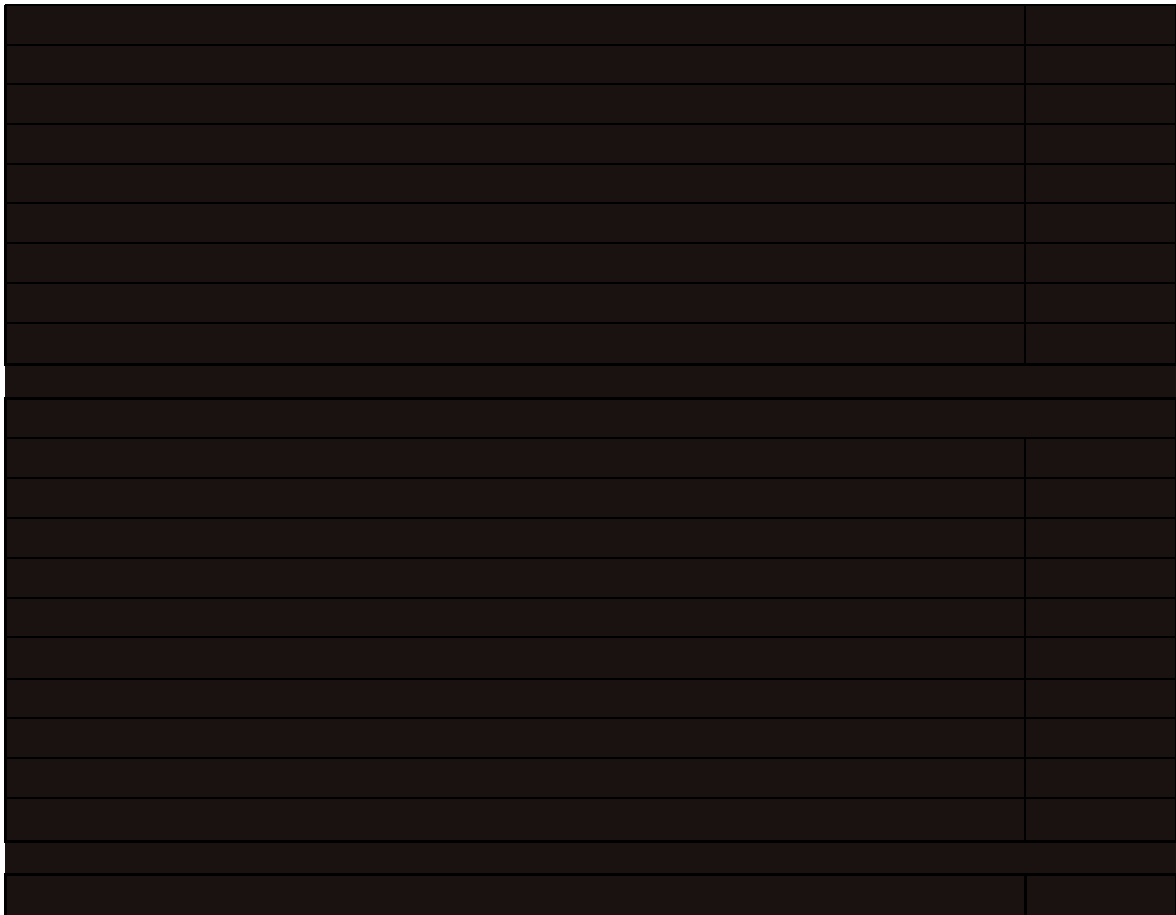


Illustration 20 : Détails des calculs pour les coûts directs de conversion fournis par Storengy

6.3.2.1.2 Analyse

Les coûts présentés semblent raisonnables ; il convient de noter qu'ils incluent une marge de 50% pour incertitudes et aléas.

De plus, la plus grande partie des opérations d'adaptation des installations de surface (réglage des compresseurs, réglage des chaudières et RK, travaux sur le mélangeur et la grille) seront réalisées par des prestataires spécialisés, donc les coûts pourront être compensés a posteriori, sur la base des factures des prestataires et d'une estimation des coûts internes de Storengy. Ces coûts pourront être validés par la CRE.

La majeure partie de l'estimation des coûts (6 M€ sur 7 M€⁸⁶) correspond aux travaux d'optimisation de la grille ; cette valeur correspond en ordre de grandeur à celles de travaux similaires :

- ~0,5 M€ pour le démantèlement de l'ancienne grille : ordre de grandeur similaire aux coûts de démantèlement des grilles Storengy des sites de Tersanne et Etrez, compensés par GRTgaz dans le cadre des contrats de prestations techniques GRTgaz-Storengy.
- ~2,5 M€ pour d'autres travaux, principalement la pose d'une nouvelle canalisation : cette estimation correspond aux ordres de grandeur des coûts de pose de nouvelles canalisations par GRTgaz sur les grilles d'interconnexion d'Arleux (~ 1 M€) et de Taisnières (~3,5 M€).

⁸⁶ Le reste de coûts correspond aux travaux sur le mélangeur, les compresseurs, et les chaudières et RK

- 3 M€ pour les prestations intellectuelles et les incertitudes et aléas : ce montant fait passer le coût total au niveau de la fourchette haute des éléments de comparaison précédemment cités (Etrez et Taisnières).

6.3.2.2 Pertes de performance du stockage

6.3.2.2.1 *Description*

En cas de sous-cyclage du stockage les années précédant la conversion, la diminution du volume en stock pourrait causer une migration de l'eau (Gournay étant un stockage aquifère) vers l'espace laissé libre, diminuant ainsi le volume utile. Suivant les cas, une partie ou la totalité du volume utile peut être progressivement reconstitué en repoussant progressivement l'eau de la roche aquifère. Cependant, ce processus peut s'étaler sur plusieurs années, la durée dépendant des quantités cyclées les années précédentes. A titre indicatif, les études techniques menées par Storengy estiment que le retour au volume utile initial prendrait 1 à 3 ans dans la plupart des cas.

A ce stade, il ne peut pas être exclu que certains puits du site soient rendus définitivement inutilisables par un sous-cyclage prolongé, ou nécessitent une opération de reprise⁸⁷. Dans ce cas, Storengy devrait forer de nouveaux puits pour retrouver le volume utile initial. Storengy estime que jusqu'à deux nouveaux puits pourraient être nécessaires, chacun devant coûter 4,3 M€. Cette valeur est de l'ordre de grandeur d'autres projets comparables menés par TIGF⁸⁸.

6.3.2.2.2 *Analyse*

En préambule, il convient de noter qu'outre les pertes de performance liées à la diminution de la taille de la bulle de gaz, Storengy pourrait subir un préjudice si les caractéristiques du PITS (niveau de pression, répartition des capacités entre ferme et interruptible) étaient modifiées par GRTgaz. GRTgaz ne prévoyant pas de telles modifications à ce stade, elles ne seront pas traitées en détail ici.

Les coûts à compenser sont uniquement ceux du forage de nouveaux puits, ou de la reprise de puits. La nécessité de ces opérations ne pourra être constatée qu'a posteriori, en fonction des performances réelles du site (volume utile, débits nominaux et facteurs de réduction en injection et en soutirage). La plupart de ces coûts correspondant à des prestations externalisées par Storengy, ils pourront être compensés a posteriori, sur la base des factures des prestataires et d'une estimation des coûts internes de Storengy.

Cependant, la question se pose du niveau de performance cible à atteindre après la conversion. En effet, les pertes de performance technique peuvent être interprétées de deux manières, soit en volume de gaz (unité : m³), soit en quantité d'énergie (unité : MWh). Le gaz H ayant un PCS et un indice de Wobbe plus élevés que le gaz B, à caractéristiques « en volume » égales, le site de Gournay présentera des caractéristiques « en énergie » supérieures une fois qu'il aura été converti au gaz H (volume utile, débits).

Suivant l'interprétation retenue, l'ampleur de la perte de performance varie, et donc la compensation associée :

- En raisonnement économique, une méthode consiste à comparer les flux de revenus avec ou sans conversion. Il s'agit alors de préserver les caractéristiques de performance « en énergie ». Mais si cette interprétation est retenue, il pourrait être justifié de déduire de la compensation de

⁸⁷ Reprise de puits : opération technique consistant à restaurer les performances techniques d'un puits en réutilisant une partie du forage existant

⁸⁸ A titre d'exemple, le coût du forage du puits LUG 74 par TIGF en 2014 sur le site aquifère de Lussagnet était estimé à 7,5 M€

Storengy le supplément de revenus dans le cas où le stockage présenterait un gain de performance « en énergie » à la suite de la conversion.

- Inversement, l'interprétation « en volume » pourrait se justifier par le fait que Storengy aurait pu éviter les pertes de performance en limitant le sous-cyclage s'il avait été libre de choisir la date de conversion. Si cette interprétation est retenue, il conviendra de vérifier que la « meilleure date alternative de conversion » prise en référence par Storengy est la même que pour le calcul de la perte de revenus commerciaux (voir infra).

Le choix entre une interprétation « en volume » ou « en énergie » relève de considérations juridiques qui ne sont pas traitées ici.

6.3.2.3 Perte de revenus commerciaux

6.3.2.3.1 *Description*

Storengy demande la compensation pour la perte de revenus qu'il anticipe à cause du fait qu'il n'a pas pu choisir la date de conversion de Gournay.

Cette perte correspond à l'écart de revenus entre le cas où l'opérateur aurait choisi la date de conversion de Gournay la plus favorable pour lui, et le plan de conversion qui lui impose de convertir le stockage en 2026.

6.3.2.3.2 *Analyse*

Le raisonnement présenté repose sur le fait que la date de 2026 pour la conversion de Gournay lui a été imposée au titre de l'optimisation globale du projet de conversion⁸⁹, mais qu'elle pourrait ne pas représenter l'optimum pour Storengy. L'opérateur pourrait préférer une « meilleure date alternative de conversion ».

Il importe de noter que cette « meilleure date alternative de conversion » n'est pas connue à date. Bien que Storengy estime qu'il s'agirait de 2025, les incertitudes sont fortes car cette date dépend entre autres :

- De l'évolution de la consommation réelle de gaz B.
- Du rythme d'avancement du plan de conversion : si certaines zones sont converties plus tôt que prévu, la « meilleure date alternative de conversion » sera avancée.

Du point de vue commercial, l'effet de la conversion pour Storengy est de transférer l'actif de Gournay du marché de la flexibilité en gaz B vers le marché de la flexibilité en gaz H. Ces marchés présentent des caractéristiques différentes :

- Sur le marché B, Storengy est en position de force car les moyens de flexibilité physique sont limités à l'échelle de l'Europe, et il détient le seul site de stockage en France. De plus, les marchés de gros de gaz B sont peu nombreux et moins liquides qu'en gaz H, donc l'offre de moyens de flexibilité de gaz B « de marché » est limitée. En conséquence, ce marché est avantageux pour Storengy.
- Sur le marché H, la concurrence est plus forte en raison d'une concurrence plus forte sur le stockage en France et en Europe, et d'une meilleure liquidité sur les *hubs* qui permet de souscrire des produits de marché en quantité importante.

En raisonnement économique, il s'agit de calculer la perte de profit, et non seulement la perte de revenus. En effet, Storengy cherche à maximiser son profit⁹⁰. De plus, la perte de revenus commerciaux doit s'envisager au périmètre de Storengy, et non au périmètre du seul site de Gournay, car Storengy compte d'autres sites de stockage en gaz H dont les profits pourront également être impactés par la conversion. Le calcul de la perte de profit consiste donc à comparer les revenus de Storengy :

⁸⁹ Pour respecter le critère de la pointe 2% en zone B, le stockage de Gournay ne peut être converti qu'après l'ensemble de Lille, soit au plus tôt en 2026

⁹⁰ Les prix unitaires du volume utile (resp. des injections / soutirages) ne reflétant pas exactement les coûts fixes (resp. variables) de Storengy, on ne peut approximer les revenus aux profits

- En supposant que Gournay est converti en 2026, conformément au plan de conversion. Cette trajectoire de revenus sera connue précisément *a posteriori*.
- En supposant que Gournay est converti à une autre date, la « meilleure date alternative de conversion ». Cette trajectoire de revenus devra être estimée année par année sur la période de conversion, or elle dépend d'un grand nombre de paramètres difficiles à reconstituer. E-CUBE propose donc ci-dessous une approche simple permettant d'atteindre une précision raisonnable.

Le profit d'un site de Storengy peut s'exprimer en fonction des revenus de réservation, des revenus d'utilisation et des coûts d'exploitation, selon la fonction de profit suivante :

$$\text{Profit} = \underbrace{V \times \text{PURC}}_{\text{Revenus de réservation}} + \underbrace{Q_{\text{inj}} \times \text{PUQI} + Q_{\text{sout}} \times \text{PUQS}}_{\text{Revenus d'utilisation}} - \underbrace{\text{OPEX}_{\text{fixes}} - \text{OPEX}_{\text{variables}}}_{\text{Coûts d'exploitation}}$$

Avec :

- **Profit [M€]** : Profit de Storengy sur un site et une année
- **V [TWh]** : Volume réservé
- **PURC [€/MWh]** : Prix Unitaire de Réservation de Capacité Nominale de Stockage
- **Q_{inj} [TWh]** : Somme des quantités injectées dans le stockage pendant l'année
- **Q_{sout} [TWh]** : Somme des quantités soutirées du stockage pendant l'année
- **PUQI [€/MWh]** : Prix Unitaire de Quantité Injectée dans le stockage
- **PUQS [€/MWh]** : Prix Unitaire de Quantité Soutirée du stockage
- **OPEX_{fixes} [M€]** : Coûts d'exploitation fixes (incluent notamment les coûts de carburant)
- **OPEX_{variables} [M€]** : Coûts d'exploitation variables (incluent notamment les impôts et taxes fixes et coûts de personnel)

Illustration 21 : Fonction de profit d'un site Storengy

De cette fonction de profit, on peut déduire des modes de calcul du profit de Storengy en gaz B et en gaz H.

Mode de calcul : si la conversion avait eu lieu plus tôt

Si la meilleure date alternative de conversion est antérieure à la date de conversion réelle, on cherche à estimer le profit que Storengy aurait capté si Gournay était passé sur le marché H plus tôt qu'en réalité. On distingue alors deux cas, année par année.

- Soit le stockage de Gournay aurait été « dans la monnaie » sur le marché H, ce qui signifie que les acteurs du marché l'auraient souscrit. Alors le profit de Gournay serait venu s'ajouter au profit des autres stockages en gaz H. On a alors :

Perte de profit

= Profit Storengy, estimé avec Gournay en H - Profit Storengy, réel avec Gournay en B

= Profit Gournay, estimé en H - Profit Gournay, réel en B

Profit Gournay, estimé en H = f (V_{Gournay}, PURC_{Gournay}, Q_{inj}, Q_{sout}, PUQI, PUQS, OPEX_{fixes}, OPEX_{variables})

- Soit le stockage n'aurait pas été pas dans la monnaie ; alors les expéditeurs auraient souscrit du stockage en France principalement en raison de l'obligation légale de souscription. Le volume de stockage souscrit à Gournay serait venu en déduction des souscriptions sur d'autres

stockages en France qui présentent un rapport coût-bénéfices moins intéressant. On a alors⁹¹
:

Perte de profit

= Profit Storengy, estimé avec Gournay en H - Profit Storengy, réel avec Gournay en B

= Profit Gournay, estimé en H - Profit Gournay, réel en B – Perte de profit Site en H remplacé par Gournay, estimé

Profit Gournay, estimé en H = f (V_{Gournay} , $\text{PURC}_{\text{Gournay}}$, Q_{inj} , Q_{sout} , PUQI , PUQS , $\text{OPEX}_{\text{fixes}}$, $\text{OPEX}_{\text{variables}}$)

Perte de profit Site en H remplacé par Gournay, estimé

= $V_{\text{Gournay}} / V_{\text{Site en H remplacé par Gournay, réel}} \times (\text{Profit Site en H remplacé par Gournay, estimé} + \text{OPEX}_{\text{fixes, Site en H remplacé par Gournay, réel}})$

Pour estimer quels autres stockages de Storengy auraient vu leurs souscriptions diminuer, il suffit de construire un classement des instruments de flexibilité permettant de respecter l'obligation de souscription selon leur valeur unitaire (somme de valeur intrinsèque et extrinsèque) : les instruments les moins bien classés sont ceux remplacés par Gournay..

Hypothèses à utiliser pour le calcul

Il conviendra de vérifier que ces hypothèses demeurent valides jusqu'à la date de conversion de Gournay, et de les corriger si besoin.

- **V_{Gournay} [TWh]** : On considère 100% du VU disponible de Gournay. Il devra être estimé en tenant compte du délai de reconstitution de la bulle de gaz à sa taille initiale ainsi que de l'éventuelle perte de performance du stockage, qui dépendent de la trajectoire de cyclage
- **$V_{\text{Site en H remplacé par Gournay, réel}}$ [TWh]** : Volume réellement réservé (observé *a posteriori*) sur le site en H de Storengy remplacé par Gournay dans le classement des instruments de flexibilité
- **$\text{PURC}_{\text{Gournay}}$ [€/MWh]** : On considère que les prix unitaires des produits de Storengy suivent une relation hyperbolique $\text{PURC} = a + b/(\text{duration nominale})$, a et b étant des paramètres à estimer par régression. Compte tenu des caractéristiques des sites, le PURC de Gournay devra être proche de celui de Sédiane Nord.
- **$Q_{\text{inj}} / Q_{\text{sout}}$ [TWh]** : On suppose que la somme des quantités injectées Q_{inj} (resp. soutirées Q_{sout}) pendant l'année est proportionnelle au niveau de réservation.
- **$\text{PUQI} / \text{PUQS}$ [€/MWh]** : On suppose le Prix Unitaire de Quantité Injectée (resp. Soutirée) est chaque année le même pour Gournay que pour les autres stockages en gaz H.
- **$\text{OPEX}_{\text{fixes}}$ [M€]** : On suppose que les OPEX fixes de Gournay sont égales à la moyenne historique.
- **$\text{OPEX}_{\text{variables}}$ [M€]** : On suppose que les OPEX variables de Gournay suivent une fonction de V , Q_{inj} et Q_{sout} , à déterminer avec Storengy sur la base des données historiques.
- **Critère « Stockage dans la monnaie »** : on dit qu'un site est dans la monnaie si sa valeur unitaire (voir *infra*) est supérieure à son PURC
- **Valeur unitaire [€/MWh]** : valeur d'un *bundle* de capacité de stockage valorisé face au marché, calculée *a posteriori* sur la base des prix de marché PEG Nord observés, soit en utilisant un modèle d'optimisation de *trading*, soit en estimant la valeur réelle retirée par les utilisateurs du stockage pendant l'année par leurs décisions de gestion (injections et soutirage)
- **« Meilleure date alternative de conversion »** : deux méthodes sont possibles
 - Soit donner la date optimale *a posteriori*, sur la base des calculs présentés ci-dessus.

⁹¹ Pour simplifier, on considère ici que Gournay serait souscrit car il est suffisamment bien classé parmi les stockages français, et que Gournay ne remplace qu'une partie d'un site de Storengy, et non plusieurs

- Soit laisser à Storengy la responsabilité de choisir cette date a priori (exemple : Storengy annonce en mars 2025 que la meilleure date alternative est 2025. Cette méthode aurait l'avantage de reconstituer les conditions « réelles » d'une décision de Storengy non contrainte par le plan de conversion.

Mode de calcul : si la conversion avait eu lieu plus tard

Si la meilleure date alternative de conversion est postérieure à la date de conversion réelle, on cherche à estimer le profit que Storengy aurait capté si Gournay était resté sur le marché B plus tard qu'en réalité. On a alors :

Perte de profit = Profit_{Storengy, estimé avec Gournay en B} - Profit_{Storengy, réel avec Gournay en H}

Il convient ici, comme plus haut, de distinguer deux cas, suivant que le produit commercial correspondant au site de Gournay était ou non dans la monnaie en gaz H. Les calculs étant similaires, E-CUBE ne les reproduit pas ici.

Pour calculer Profit_{Gournay, estimé en B}, on peut utiliser la formule de fonction de profit en supposant que :

- V : le niveau de réservation de Gournay pour une année donnée est proportionnel au niveau de pointe 2% attendu.
- PURC : le prix unitaire de réservation de capacité (PURC) de Gournay est égal à la moyenne historique de Sédiane B.
- Q_{inj} / Q_{sout} : La somme des quantités injectées Q_{inj} (resp. soutirées Q_{sout}) pendant l'année est proportionnelle au niveau de réservation.
- PUQI / PUQS : le Prix Unitaire de Quantité Injectée (resp. Soutirée) est chaque année le même pour Gournay que pour les stockages en gaz H.
- OPEX_{fixes} : les OPEX fixes de Gournay sont égales à la moyenne historique.
- OPEX_{variables} : les OPEX variables de Gournay suivent une fonction de V, Q_{inj} et Q_{sout}, à déterminer avec Storengy sur la base des données historiques.

Il conviendra de vérifier que ces hypothèses demeurent valides jusqu'à la date de conversion de Gournay, et de les corriger si besoin.

6.3.3 Remarque sur le calcul d'impact économique proposé par Storengy

En raisonnement économique, la méthode de calcul de la compensation consiste à comparer le scénario « réalisé » avec un scénario « alternatif ». Or, il convient de noter que la demande de Storengy fait intervenir différents scénarios « alternatifs » :

- Pour les coûts directs : Storengy identifie les coûts qu'il n'aurait pas eu à engager si Gournay était demeuré en gaz B
- Pour la perte de performance : Storengy identifie les coûts qu'il n'aurait pas eu à engager si Gournay était demeuré en gaz B ou si le stockage avait été converti à une date choisie pour limiter le sous-cyclage
- Pour la perte de profit : Storengy identifie l'écart par rapport au cas où le stockage aurait été converti à la « meilleure date alternative de conversion ». En termes économiques, Storengy aurait pu calculer une perte de profit par rapport au cas où Gournay serait demeuré en gaz B, dans une zone B identique à aujourd'hui, par exemple grâce à la mise en place d'installations de conversion gaz H / gaz B à Taisnières ; le niveau de compensation aurait alors été bien supérieur.

Du point de vue de la théorie économique, les demandes pour les différents types de coûts semblent donc incohérentes : il n'y a pas de raison que ce scénario « alternatif » diffère selon la nature des coûts. Storengy considère que son estimation procède de la logique suivante :

- Les coûts directs et la perte de performance résultent d'une évolution de la situation de ses actifs qui n'est pas du fait de Storengy (topologie du réseau, évolution de la production), et qu'il est donc légitime de compenser à un opérateur non régulé par rapport au statu quo (c'est-à-dire un maintien de la zone B dans son état actuel)
- A un deuxième niveau, si Storengy doit convertir son actif, il aurait aimé avoir la liberté de choisir le calendrier. L'optimum pour la collectivité (critères de coût et de sécurité d'approvisionnement) impose une conversion en 2026, ce qui pourrait entraîner une perte de revenus pour Storengy par rapport à la « meilleure date alternative de conversion »

6.3.4 Seuil de cyclage

Storengy souhaite que le volume cyclé ne passe jamais sous le seuil de 6 TWh/an.

A ce stade, il n'est pas possible à E-CUBE de juger de la pertinence du seuil proposé (6 TWh), car :

- D'après Storengy, le seuil est déterminé par les contraintes de débit minimal des compresseurs, mais E-CUBE n'a pas eu accès au détail des études techniques qui ont abouti à ce résultat. De plus, ces études sont demeurées à un stade préliminaire et demanderaient à être mises à jour pour tenir compte de nouvelles contraintes (seuils de pollution notamment).
- Par ailleurs, comme Storengy n'est pas autorisé à détenir, vendre ou acheter du gaz en quantité importante, la mise en place d'un tel seuil pourrait se traduire par une obligation de souscription pour les expéditeurs, ce qui aurait un coût élevé, Sédiane B étant plus cher (au MWh de VU) que la plupart des autres stockages.

On ne peut donc pas exclure qu'il soit économiquement préférable de remplacer les compresseurs actuels par des compresseurs acceptant des débits plus faibles, bien que le sous-cyclage plus prononcé qui en résulterait risque de faire perdre plus de performance à la cavité.

Par conséquent, il conviendra de réaliser des études plus fines à l'approche de l'échéance de conversion afin de déterminer la meilleure solution technico-économique et le seuil minimal de remplissage associé.

Enfin, le cas échéant, les modalités d'obligation de souscription de Sédiane B devront être définies en prenant en compte le contrat d'échange de gaz H en gaz B entre GRTgaz et Engie, auquel E-CUBE n'a pas eu accès.

6.3.5 Cas où Storengy serait régulé

La manière de compenser ces coûts pourrait être comme suit :

Types d'impact économique	Traitement en cas de régulation de Storengy
Coûts directs	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le régulateur évalue l'opportunité des dépenses visant à convertir l'actif ▪ Si ces dépenses sont validées, les OPEX sont couvertes par le tarif et les CAPEX sont intégrés à la BAR
Perte de performance	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le régulateur ajuste l'évolution de la BAR pour prendre en compte la perte de performance des actifs ▪ Le cas échéant, il évalue l'opportunité des dépenses visant à rétablir la performance de l'actif (voir ci-dessus)
Perte de profit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le revenu autorisé de l'opérateur de stockage est déterminé en fonction de la BAR, des OPEX et du CMPC

- La perte de profit ne correspondant directement ni à une augmentation de la BAR, ni à une augmentation des OPEX, elle ne fait pas l'objet d'une compensation

Illustration 22 : Traitement possible de l'impact économique de la conversion de Gournay en cas de régulation de Storengy

7 Description et analyse critique du projet industriel de Gazélec de Péronne et de la SICAE de la Somme et du Cambrasis

7.1 Choix techniques

7.1.1 Description

7.1.1.1 Description commune

Selon le calendrier du plan de conversion défini par les opérateurs, les réseaux des 2 ELD concernées par le projet de conversion, Gazélec de Péronne et la SICAE de la Somme et du Cambrasis, doivent être convertis en 2024. Il est à noter que les 2 ELD ne voient pas de difficulté à décaler leur année de conversion, à condition que le décalage soit notifié avec un délai suffisant (2 ans minimum).

Pour cette raison, ces deux ELD affineront leurs choix techniques et leur budget à la lumière des enseignements tirés par GRDF de sa phase pilote et du début de la phase de déploiement. Elles comptent donc sur le fait que GRDF leur communique les éléments nécessaires.

Les grandes lignes du plan des ELD à ce stade sont similaires à celles du plan de GRDF : visite obligatoire pour le recensement, pour le réglage pression et pour l'adaptation et contrôles de l'exécution des prestations⁹².

7.1.1.2 Paramètres spécifiques à Gazélec de Péronne

Gazélec de Péronne⁹³ prévoit de convertir ~2 550 clients gaz en 2024, soit ~250 de plus qu'actuellement (~2 300). Cet écart correspond à la construction de nouveaux logements sur la zone desservie. Parmi ces clients, l'ELD distingue 87 « gros clients », qui ne présentent cependant pas de « process » gaz particulier. Gazélec de Péronne compte réaliser le recensement, la modification de pression et l'adaptation de ces 87 clients avec ses propres employés

A ce stade, Gazélec de Péronne estime que le fait de laisser aux clients le choix du prestataire d'adaptation (i.e le PHE), pourrait créer un risque de retard important dû à une surcharge de travail des PHE.

7.1.1.3 Paramètres spécifiques à la SICAE de la Somme et du Cambrasis

La SICAE de la Somme et du Cambrasis compte 3 réseaux en gaz B : 2 sont raccordés directement au réseau de GRTgaz (communes de Herbécourt et Marcelcave), tandis qu'un est raccordé au réseau de GRDF (commune de Vrély).

Ces réseaux comptent aujourd'hui ~200 clients et devraient selon la SICAE de la Somme et du Cambrasis en compter 300 au moment de la conversion en 2024⁹⁴. Aucun client ne compte de « process » gaz particulier.

La SICAE de la Somme et du Cambrasis bénéficie du fait que ses réseaux de gaz B ont moins de 10 ans, comme toutes les installations et appareils à gaz qui y sont raccordés. Par conséquent, certains problèmes techniques et aléas opérationnels devraient être plus faibles pour cette ELD que pour GRDF ou Gazélec de Péronne : branchements non conformes, appareils vétustes...

⁹² Les contrôles ne figurent pas dans l'estimation des coûts présentée par les ELD, mais elles conviennent de la nécessité d'en réaliser

⁹³ Gazélec de Péronne est une ELD de rang 1, c'est-à-dire que son réseau est directement connecté au réseau de transport.

⁹⁴ Hypothèse de croissance annuelle de 6% qui correspond à l'historique

Par ailleurs, la SICAE de la Somme et du Cambrasis a converti certains réseaux de propane en gaz naturel sur la commune d'Herbécourt, pour une dizaine de clients. Le processus technique suivi était similaire à celui proposé pour ce projet.

La SICAE de la Somme et du Cambrasis souhaite que :

- Le prestataire de services soit systématiquement accompagné d'un employé de la SICAE de la Somme et du Cambrasis lors des visites de recensement et d'adaptation chez les clients. L'ELD juge cela nécessaire afin de permettre une coordination des interventions avec le prestataire.
- Un de ses propres techniciens effectue la visite de « réglage de pression » (c'est-à-dire remplacement du détendeur, pour les clients raccordés en Moyenne Pression B), conformément à sa procédure interne de « remise en gaz »⁹⁵. Le réglage de pression et l'adaptation étant effectués au cours d'une même visite, ce technicien suivrait ensuite le prestataire d'adaptation pour s'assurer du bon fonctionnement de l'installation après la fin des travaux. Par conséquent, aucun contrôle de la prestation d'adaptation n'est prévu après l'adaptation.

Selon, l'ELD, la mise en place de ces mesures vise à maximiser la sécurité du client et à apporter un service « personnalisé » à ses clients.

Comme GRDF, la SICAE de la Somme et du Cambrasis propose de confier autant que possible l'adaptation aux PHE si les clients le souhaitent.

7.1.2 Analyse critique

L'analyse présentée ici ne porte que sur les parties du projet des ELD qui diffèrent du projet de GRDF. A ce stade, le seul élément de cette nature est le fait que des employés de la SICAE de la Somme et du Cambrasis réalisent le réglage de pression et accompagnent systématiquement les prestataires de recensement et d'adaptation.

Le fait qu'un technicien de la SICAE de la Somme et du Cambrasis réalise le réglage de pression est justifié car la procédure de cette ELD pour la remise en gaz d'une installation impose la présence d'un technicien de la SICAE. De plus, l'impact budgétaire de cette mesure devrait être limité par rapport au cas où la prestation serait sous-traitée (surcoût de ~ ████████ €/client, soit ~ ████████ au total, voir détail en 7.2.2.1).

En revanche, la présence d'un technicien de la SICAE de la Somme et du Cambrasis durant chaque recensement et chaque adaptation ne semble pas nécessaire du point de vue technique, car elle n'est pas prévue par GRDF ni par le Gazélec de Péronne.

Un contrôle par échantillonnage *a posteriori*, tel que proposé par GRDF, pourrait suffire à garantir un niveau acceptable de qualité et de sécurité des opérations.

7.2 Modélisation des coûts

Note : les coûts de remplacement des appareils non adaptables ne sont pas intégrés aux estimations présentées.

7.2.1 Description

Les estimations de coûts proposées par les ELD en juillet 2017 sont issues de calculs fondés sur des hypothèses préliminaires. Elles ne prennent pas en compte de synergies avec GRDF. Cependant, les ELD conviennent qu'une coopération avec GRDF permettrait de réduire certains coûts, notamment en :

⁹⁵ La procédure n°GAZ-6-P3 prévoit une « vérification de la fermeture de tous les robinets de l'installation par le client en [la] présence [d'un employé de la SICAE] »

- Utilisant le contenu des supports de communication de GRDF (dont la charte graphique devrait être modifiée)
- Mutualisant les appels d'offres avec GRDF pour les prestations externalisées et les commandes de pièces⁹⁶ ; la faisabilité de ceci reste cependant à étudier
- Mutualisant les formations des prestataires avec celles de GRDF pour le recensement, le réglage de pression et l'adaptation

Les 2 ELD ont fait l'hypothèse que l'ensemble de leurs clients affectés par la conversion en 2024 seront des clients actifs. Selon elles, le taux actuel de clients inactifs parmi leurs clients gaz B est en effet très faible (ex : une dizaine parmi les ~2 300 clients gaz B actuels de Gazélec de Péronne). Cette hypothèse aurait donc un impact négligeable sur la modélisation des coûts.

De plus, l'estimation de Gazélec de Péronne prend pour hypothèse que l'adaptation des « gros » clients industriels ou tertiaires, tout comme de la centrale à gaz raccordée à son réseau, représente le même coût unitaire que pour les particuliers. Cependant, Gazélec de Péronne fera réaliser en 2018 des études pour estimer les coûts d'adaptation de ces clients et de la centrale à gaz. Celles-ci pourraient mettre en lumière des coûts supplémentaires, qui ne sont pas comptabilisés ici en raison de leur incertitude à date, mais devraient être inférieurs à ~ [REDACTED] pour les « gros » clients (soit environ [REDACTED] euros par client, pour environ 90 clients).

L'estimation proposée par Gazélec de Péronne correspond à 480 €/client, dont 80% correspondent aux coûts de visites chez les clients (recensement, adaptation, réglage de pression). Le montant total est de ~1 112 k€, car le Gazélec de Péronne avait initialement réalisé l'estimation sur ses ~2 300 clients actuels.



Illustration 38 : Estimation des coûts par client réalisée par Gazélec de Péronne [€/client]

L'estimation proposée par la SICAE de la Somme et du Cambrasis correspond à ~ 1 370 €/client, dont [REDACTED] correspondent aux coûts d'intervention chez les clients. Le montant total de l'estimation est de ~410 k€ pour 300 clients. Les principaux postes de coûts sont :

⁹⁶ Régulateurs domestiques pour le réglage de la pression et pièces de rechange pour l'adaptation

- Les CAPEX SI, pour intégrer au SI de gestion de clientèle de la SICAE un processus permettant de planifier et de suivre les interventions (~ [REDACTED] €/client)
- Les coûts de la visite de réglage de pression et d'adaptation (~ [REDACTED] €/client)



Illustration 39 : Estimation des coûts par client réalisée par la SICAE de la Somme et du Cambrasis
[€/client]

7.2.2 Analyse critique

7.2.2.1 Présentation générale des coûts estimés par E-CUBE

Le niveau de détail du calcul des coûts proposé par Gazélec de Péronne et la SICAE de la Somme et du Cambrasis est inférieur à celui proposé par les autres gestionnaires de réseau, ce qui se justifie par le fait que leurs réseaux seront convertis plus tard, en 2024.

Par ailleurs, il est important de noter que les coûts de la conversion représentent un enjeu financier majeur pour les ELD, car leur couverture n'est pas prévue par le cadre tarifaire actuel.

En effet, le tarif de Gazélec de Péronne est un « ATRD commun » établi à partir d'une moyenne des tarifs d'autres ELD disposant d'un tarif spécifique, car le Gazélec de Péronne ne présente pas de comptes propres à son activité de distribution de gaz naturel. Comme ces autres ELD ne sont pas concernées par la conversion au gaz H, il n'est pas prévu à ce stade que les coûts du Gazélec de Péronne soient couverts par son tarif.

Quant à la SICAE de la Somme et du Cambrasis, son tarif est un ATRD non péréqué qui résulte d'un processus de mise en concurrence des concessions. La SICAE de la Somme et du Cambrasis pourrait donc négocier avec les autorités concédantes le fait que les coûts de conversion soient couverts. Dans les deux cas, la couverture des coûts de conversion au périmètre de l'ELD pourrait entraîner une augmentation de la facture non négligeable pour les clients concernés.

E-CUBE a procédé à des ajustements sur ces estimations en faisant l'hypothèse que les ELD bénéficieront d'une partie des processus, des informations et des outils créés par GRDF (réutilisation des supports de communication, mutualisation des appels d'offres, mutualisation des formations...). Les modalités d'une telle mise à disposition n'étant pas définies à date, cette étude ne prend en compte aucune charge correspondante pour les ELD ni pour GRDF.

L'estimation E-CUBE se fonde donc sur les résultats issus de la modélisation détaillée des coûts de GRDF, et prend en compte certaines spécificités des ELD (notamment les effets d'échelle, par exemple pour les coûts d'investissement de systèmes d'information).

E-CUBE reprend les approximations suivantes des ELD car elles ont un effet mineur sur le résultat : tous les clients sont actifs, et tous sont des clients « sans process ».

De plus E-CUBE suppose que la SICAE est autorisée à suivre le même processus technique que le Gazelec de Péronne et GRDF, c'est-à-dire qu'il n'est pas nécessaire qu'un technicien de la SICAE accompagne systématiquement les prestataires de services de recensement et d'adaptation.

L'estimation E-CUBE se fonde sur l'hypothèse que les OPEX par client sont les mêmes pour les ELD que pour GRDF sur les postes suivants : systèmes d'information, communication, formation des intervenants, ressources dédiées au pilotage projet et opérations techniques de conversion. Le coût unitaire de conversion par client relié au réseau MPB est estimé à 265 € pour GRDF.



Illustration 40 : Estimation d'OPEX par client relié au réseau MPB pour GRDF [€/client]

Par ailleurs, les ELD estiment que les investissements nécessaires sur leur réseau seront plus faibles que sur le réseau de GRDF. Les postes d'investissement identifiés par GRDF sont de plusieurs natures :

- Sectorisation ou sous-sectorisation : maillage/démaillage, pose de robinets et renforcement pour diviser le réseau en secteurs ou sous-secteurs (< [REDACTED])
- Renouvellements de PDR (Poste de Détente Réseau - sur le réseau BP entre les réseaux MPB et BP) ([REDACTED] €/client)
- Renouvellements de branchements ([REDACTED] €/client)
- Changements de détendeurs en pied de CI/CM (Conduite d'Immeuble/Conduite Montante) ([REDACTED] €/client)

Les ELD n'auront pas besoin de réaliser des investissements de sectorisation ou sous-sectorisation car elles se trouvent à l'intérieur d'un sous-secteur. De plus, les ELD prévoient que l'ensemble de leurs

clients en gaz B seront directement raccordés au réseau MPB d'ici à 2024⁹⁷, donc aucun renouvellement de PDR ne devrait être nécessaire pour la conversion.

Ainsi, pour Gazelec de Péronne, les seuls investissements sur le réseau seront des renouvellements de branchements et des changements de détendeurs en pied de CI/CM. E-CUBE considère que le coût moyen par client pour ces travaux sera égal à celui estimé pour GRDF, soit [REDACTED] €/client.

Par ailleurs, la SICAE de la Somme et du Cambrasis estime qu'elle n'aura à réaliser aucun investissement sur le réseau.

En revanche, E-CUBE considère que certains coûts seront plus élevés pour les ELD que pour GRDF :

- CAPEX SI : E-CUBE les estime à ~[REDACTED] pour chacune des 2 ELD. Il convient de noter que les estimations de coûts SI sont sujettes à une forte incertitude, car le besoin fonctionnel n'est pas encore totalement défini, et les évolutions des SI d'ici à la date de conversion pourraient modifier les investissements à réaliser.
 - o Ce montant correspond à l'extension du SI actuel du Gazélec de Péronne, y compris la formation des utilisateurs, estimé par l'opérateur à [REDACTED] auquel E-CUBE ajoute le coût de développement d'une interface permettant de limiter l'accès des prestataires au SI, estimé à [REDACTED]. Ce dernier élément permet de diminuer les OPEX SI de [REDACTED] €/client (estimation donnée par l'opérateur), à [REDACTED] €/client en réduisant les mises à jour manuelles de bases de données. Le coût d'achat de tablettes numériques pour les prestataires a été retiré de l'estimation en considérant que le Gazélec de Péronne pourrait laisser à la charge des prestataires le matériel de saisie des informations dans le SI, comme le fait GRDF.
 - o Ce montant représente un CAPEX SI par client nettement plus élevé que pour GRDF, ce qui s'explique par le fait que ces coûts (développement ou intégration par exemple) ne sont pas proportionnels au nombre de clients. Le montant est de [REDACTED] €/client pour GRDF, contre [REDACTED] €/client pour le Gazélec de Péronne et [REDACTED] €/client pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis.
 - o Pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis, l'estimation E-CUBE est inférieure à celle de l'opérateur ([REDACTED], soit [REDACTED] €/client). E-CUBE n'a pas retenu cette estimation, qui semble élevée, et ne repose pas sur un devis. A l'approche de l'année de conversion, l'ELD disposera d'une meilleure visibilité sur les développements SI nécessaires, dont certains pourraient intervenir par ailleurs entretemps.
- Coûts d'achat des détendeurs domestiques : E-CUBE les estime à [REDACTED] €/détendeur pour les 2 ELD, contre [REDACTED] €/détendeur pour GRDF.
 - o Le coût de [REDACTED] €/détendeur est proposé par Gazelec de Péronne dans le plan de conversion. Il paraît pertinent car le Gazélec doit acquérir les détendeurs dans le cadre d'un groupement d'achats d'ELD, et l'écart de coût avec GRDF peut s'expliquer par l'effet d'échelle.
 - o La SICAE de la Somme et du Cambrasis avait estimé un coût de [REDACTED] €/détendeur dans le plan de conversion. E-CUBE note que la SICAE souhaite installer un modèle spécifique de détendeur pour que l'ensemble de son réseau demeure équipé du même modèle, mais fait l'hypothèse que le coût unitaire sera de [REDACTED] € comme pour le Gazélec de Péronne.

⁹⁷ Dans le cas du Gazélec de Péronne, il est possible que certains clients soient encore raccordés en BP en 2024. Dans ce cas, certains postes de détente gaz devront être adaptés ou renouvelés, ce qui modifiera la nature et le montant des coûts correspondants.

- Coûts de visite de réglage de pression (SICAE de la Somme et du Cambrasis uniquement) : E-CUBE estime que le fait de confier le réglage de la pression à un technicien de la SICAE représenterait un surcoût de ~ ████████ €/client par rapport au fait de faire appel à un prestataire de services :
 - o Comme pour le cas de GRDF, E-CUBE estime le coût horaire d'un prestataire de services à ████████, et la durée moyenne d'une visite de réglage de pression effectuée ████████ minutes (moyenne pondérée de visites qui durent ████████ minutes si effectuées en même temps que l'adaptation, et ████████ minutes si effectuées indépendamment)
 - o En tenant compte du fait que le coût horaire d'un technicien de la SICAE de la Somme et du Cambrasis est de XXXXX, et que toutes les visites de réglage de pression sont indépendantes de l'adaptation car l'adaptation est réalisée par un prestataire, le surcoût moyen d'une visite de réglage pression pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis par rapport à GRDF est donc de ████████ €/client.
- Coûts de communication pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis : l'opérateur estime que les coûts fixes de mise en place des supports de communication seront de ~XXXXX, en raison de son très faible nombre de clients qui limite les effets d'échelle. E-CUBE intègre donc ce montant dans l'estimation.

L'estimation E-CUBE repose sur l'hypothèse que les ELD ne portent aucun coût pour la création des manuels de conversion, qui seraient mis à disposition gratuitement par GRDF. Ce poste représente ████████ €/client pour GRDF.

Pour Gazelec de Péronne, E-CUBE fait l'hypothèse, également utilisée par l'opérateur, que les coûts de conversion des « gros clients » seront les mêmes que ceux des autres clients⁹⁸.

E-CUBE estime le coût moyen par client à ~310€ pour le Gazélec de Péronne (soit -35% par rapport à l'estimation proposée) et ~522€ pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis (soit -61% par rapport à l'estimation proposée).



Illustration 41 : Estimation du coût moyen par client de la conversion pour les ELD [€/client]

⁹⁸ Cette hypothèse pourra être affinée une fois que l'opérateur disposera des résultats de l'étude sur les coûts de conversion des « gros clients », en 2018.

Cette estimation représente un total de ~796 k€ pour la conversion du réseau de Gazelec de Péronne et ~157 k€ pour celle du réseau de la SICAE de la Somme et du Cambrasis.

Les estimations E-CUBE sont donc inférieures de ~300 k€ aux estimations réalisées par Gazelec de Péronne et de ~250 k€ à celles réalisées par la SICAE.

Rubrique (k€)	Gazélec	E-CUBE	Ajustement recommandé
CAPEX. Travaux réseaux			
CAPEX - Systèmes d'information			
TOTAL CAPEX	60	102	42
OPEX - 1. Systèmes d'information			
OPEX - 2. Communication			
OPEX - 3. Procédures et manuels de conversion			
OPEX - 4. Formation des intervenants			
OPEX - 5. Ressources dédiées au pilotage du projet			
OPEX - 6 Ordonnancement			
OPEX - 7 Recensement			
OPEX - 8 Réglage pression			
OPEX - 9 Adaptation			
OPEX - 10 Contrôles et vérifications			
TOTAL OPEX	1 053	693	-359
TOTAL DES COÛTS DU PROJET	1 112	796	-316

Illustration 42 : Comparaison de estimations de coûts par le Gazélec de Péronne et par E-CUBE [k€]

Rubrique (k€)	SICAE	E-CUBE	Ajustement recommandé
CAPEX. Travaux réseaux			
CAPEX - Systèmes d'information			
TOTAL CAPEX	100	56	- 44
OPEX - 1. Systèmes d'information			
OPEX - 2. Communication			
OPEX - 3. Procédures et manuels de conversion			
OPEX - 4. Formation des intervenants			
OPEX - 5. Ressources dédiées au pilotage du projet			
OPEX - 6 Ordonnancement			
OPEX - 7 Recensement			
OPEX - 8 Réglage pression			
OPEX - 9 Adaptation			
OPEX - 10 Contrôles et vérifications			
TOTAL OPEX	307	101	-206
TOTAL DES COÛTS DU PROJET	407	157	-250

Illustration 43 : Comparaison des estimations de coûts par la SICAE de la Somme et du Cambrasis et par E-CUBE [k€]

Dans cette estimation, les OPEX de conversion des réseaux des ELD et des installations intérieures raccordées sont relativement proches de celles de GRDF (écart de [] à [] €/client), car elles recouvrent principalement des prestations sous-traitées par appels d'offres.

En revanche, les CAPEX « SI » par client des 2 ELD sont plus élevés car elles ne bénéficient pas du même effet d'échelle que GRDF pour amortir les coûts fixes. De plus, les estimations de coûts SI sont sujettes à une forte incertitude, car le besoin fonctionnel n'est pas encore totalement défini, et les évolutions des SI d'ici à la date de conversion pourraient modifier les investissements à réaliser.

Les estimations de coût total par client sont donc proches entre le Gazélec de Péronne et GRDF (respectivement 310 et 296 €/client). En revanche, le coût total par client de la SICAE de la Somme et du Cambrasis est de 522 €/client, soit ~75% de plus que GRDF.





Illustration 44 : Comparaison des estimations de coût moyen entre les 3 GRD [€/client]

7.2.2.2 Mise à jour de l'estimation de coûts

Il semble pertinent que les estimations de coûts de conversion du réseau des ELD et des installations intérieures raccordées soient mises à jour en 2021 à la lumière du REX de la phase pilote de GRDF. Pour Gazelec de Péronne, ce budget devrait alors inclure les coûts de conversion de la centrale à gaz.

8 Leviers de performance industrielle attendus

8.1 Leviers de performance industrielle pour GRDF

GRDF compte optimiser ses choix techniques tout au long de la phase pilote. Le test de différentes possibilités et l'utilisation de REX détaillés, décrits en partie 4.3.3, permettront d'optimiser le plan de conversion pour les secteurs de conversion suivants.

De plus, par rapport au scénario de référence, la montée en compétence des parties prenantes pourrait permettre de réduire progressivement les coûts. En particulier, les niveaux de prix des appels d'offres sont susceptibles de baisser au fur et à mesure du plan de conversion grâce à la montée en compétences des prestataires. Ce phénomène a d'ailleurs déjà été constaté en Allemagne⁹⁹.

Une réduction des coûts internes de GRDF est aussi envisageable, par exemple les coûts de formation ou de communication.

Partie prenante	Leviers de performance industrielle	REX Allemagne
Prestataires de services	Réduction des durées d'intervention, donc du risque de retard voire des niveaux de prix des appels d'offres par effet d'apprentissage	En Allemagne, le marché des prestataires devient de plus en plus concurrentiel, ce qui tire les prix vers le bas. Cependant, les prix ne sont pas toujours inférieurs à ceux constatés au cours de la phase pilote car certains prestataires avaient alors proposé des prix très bas, probablement pour se constituer une première expérience.
GRDF	Optimisation graduelle attendue sur les <ul style="list-style-type: none"> - Coûts de formation - Coûts de communication - Coûts du pilotage du projet - Coûts d'ordonnancement et des contrôles (si service internalisé) 	En raison du très grand nombre de GRD en Allemagne et d'un partage de REX limité entre eux, l'optimisation des coûts du GRD est faible d'un secteur à l'autre.
Fabricants	<ul style="list-style-type: none"> - Production de pièces de rechange à plus grande échelle - Effet d'apprentissage sur l'élaboration et la validation des manuels de conversion 	<ul style="list-style-type: none"> - La base de données DVGW recense un grand nombre d'appareils (plus de 21 000¹⁰⁰) - Cependant, les informations listées par appareil sont parfois limitées ; les fabricants la complètent au fur et à mesure ¹⁾

Illustration 45 : Leviers de performance industrielle pour GRDF et REX allemand correspondant

⁹⁹ L'entreprise allemande GWI a constaté en 2017 qu'un technicien avec plus de 5 années d'expérience comme installateur de gaz peut adapter en moyenne 40 appareils par semaine, soit deux fois plus qu'un technicien débutant venant d'être formé

¹⁰⁰ Il est probable que le nombre d'appareils à inventorier en France soit inférieur au nombre en Allemagne, car en France les appareils de cuisson ne sont pas concernés par l'adaptation. Cependant, l'ordre de grandeur devrait être le même qu'en Allemagne (dizaine de milliers).

8.2 Leviers de performance industrielle pour GRTgaz

Le plan présenté par GRTgaz ressort déjà d'un certain nombre d'études préparatoires visant à optimiser les coûts. Parmi les optimisations réalisées, on peut citer :

- Optimisation des adaptations nécessaires pour le maintien des injections de gaz de mines
- Diminution de la longueur de la canalisation Brouckerque - Spycker
- Optimisations de la conception et des travaux du site de Valhuon
- Report des travaux de fiabilisation du mélangeur H>B de Taisnières
- Mesure de fuites internes sur les vannes d'exploitation limitant l'étendue des travaux de double isolement

Par rapport au scénario de référence, certaines dépenses pourraient être moins élevées si le besoin technique identifié évolue

- Diminution du nombre de robinets d'isolement nécessaires (montant total prévisionnel : ~22 M€, soit ~0,7 M€ par robinet)
- Non-nécessité de la fiabilisation du mélangeur de Taisnières (montant total prévisionnel : 5,7 M€)
- Diminution des fonctionnalités d'interconnexion sur la grille d'interconnexion à Taisnières (montant total prévisionnel : ~10 M€)

A contrario, si le besoin technique de créer un point d'interconnexion au réseau Fluxys à Lille est confirmé, les coûts de GRTgaz pourraient augmenter de ~ [REDACTED] à [REDACTED] M€ (estimation préliminaire)

8.3 Leviers de performance industrielle pour Storengy

Deux facteurs pourraient agir sur l'ampleur de l'impact économique de la conversion sur Gournay :

- Storengy déterminera si une installation de mélange utilisant des bouteilles de propane serait préférable du point de vue technico-économique à l'investissement sur le mélangeur considéré ici.
- Dans une certaine mesure, le degré de perte de performance pourrait dépendre de la capacité de Storengy à vendre ses capacités de stockage avant et après le passage au gaz H.

8.4 Leviers de performance industrielle pour le Gazélec de Péronne et la SICAE de la Somme et du Cambrasis

Les ELD bénéficieront du retour d'expérience (REX) de la phase pilote et du début de la phase de déploiement de GRDF pour effectuer les meilleurs choix techniques. De plus, la possibilité pour les ELD de réutiliser des outils créés par GRDF (notamment pour la formation ou la communication) pourrait constituer un important facteur de performance.

Les conditions de mise à disposition du REX et des outils restent toutefois à définir.

Par ailleurs, par rapport au scénario de référence, la montée en compétence des parties prenantes pourrait permettre de réduire progressivement les coûts. Par exemple, les niveaux de prix des appels d'offres sont susceptibles de baisser au fur et à mesure du plan de conversion grâce à la montée en compétences des prestataires, comme détaillé dans le tableau ci-dessous. Ce phénomène a d'ailleurs déjà été constaté en Allemagne¹⁰¹.

¹⁰¹ L'entreprise allemande GWI a constaté en 2017 qu'un technicien avec plus de 5 années d'expérience comme installateur de gaz peut adapter en moyenne 40 appareils par semaine, soit deux fois plus qu'un technicien débutant venant d'être formé

9 Analyse des risques du projet et des moyens mis en œuvre pour les limiter

9.1 Préambule

Les principaux opérateurs d'infrastructures concernés (GRTgaz et GRDF) ont mis en place des outils de gestion de leurs risques propres liés au projet de conversion. Cette partie vise à analyser les principaux facteurs de risques identifiés dans ces outils, à présenter ceux qui n'ont pas été formalisés à date par les acteurs, et à analyser l'effet des mesures proposées.

Tous les facteurs de risques identifiés par GRTgaz et GRDF ne sont pas repris ici, car certains relèvent de catégories présentées de manière plus générale.

Les facteurs de risques sont classés par la suite selon qu'ils concernent l'ensemble du projet ou bien un opérateur en particulier.

Commentaire GRDF :

GRDF rappelle que l'analyse de risque ne se limite pas à l'identification d'une liste de risques faisant l'objet d'une démarche d'évaluation, en termes de probabilité et d'impact. L'objectif est avant tout de proposer des mesures de traitement des risques envisagés.

GRDF rappelle que la sécurité des biens et des personnes est au cœur de ses préoccupations, ce qui l'amène à prendre particulièrement en considération les risques afférents aux thèmes « Qualité du gaz B+ » et « Sécurité ».

9.2 Echelle de notation

Pour cette analyse, l'échelle de notation suivante est utilisée.

9.2.1 Probabilité

Niveau	Probabilité inférieure à...
1. Peu probable	5%
2. Assez probable	25%
3. Probable	50%
4. Très probable	100%

Illustration 23 : Echelle de probabilité d'occurrence du facteur de risque

9.2.2 Impact

Niveau	Impact financier sur la durée du projet inférieur à [MEUR] ¹⁰²	Description des impacts non financiers
4. Catastrophique	600	Impact fort sur la santé et sur la vie humaine (nombreux décès) ou l'environnement. Pérennité des structures fortement compromise. Médiatisation majeure et soutenue contre les opérateurs. Mise en cause des mandataires sociaux.

¹⁰² Les niveaux d'impact financier pris pour référence représentent respectivement 100%, 25%, 10% et 1% de l'ordre de grandeur du coût total estimé du plan de conversion (~600 M€)

3. Sévère	150	Impact fort sur la santé et sur la vie humaine (un ou plusieurs décès) ou l'environnement. Pérennité des structures mise en danger. Médiatisation majeure. Mise en cause possible des mandataires sociaux.
2. Moyen	60	Impact (de longue durée ou irréversible) sur la santé humaine et sur l'environnement. Risque réel pour la stabilité des structures. Médiatisation régionale ou nationale. Action judiciaire envisageable. Situation dommageable d'un point de vue économique.
1. Faible	6	Pas ou peu d'impact sur la santé humaine et l'environnement. Situation réversible rapidement. Médiatisation faible ou locale. Mécontentement de clients, d'employés....

Illustration 24 : Echelle d'impact du facteur de risque

9.3 Types de risques

Pour les opérateurs, les risques liés au projet peuvent être rangés dans les catégories suivantes :

- Financier :
 - Cette catégorie recouvre à la fois les effets sur le coût de la conversion, mais aussi le nombre de clients (placement du gaz), et la consommation de gaz par client

Commentaire GRDF :

GRDF voit aussi comme un risque important la couverture de ses coûts liés au projet. Dans la mesure où ceux-ci ne sont pas encore connus avec précision, il convient que la trajectoire soit définie une fois qu'elle sera stabilisée en fonction des premiers retours obtenus. Il convient aussi de préciser certaines modalités comme le remplacement des appareils non adaptables afin que GRDF ne supporte pas ce coût sans autre compensation.

Réponse E-CUBE :

E-CUBE considère que ces questions n'ont pas lieu d'être traitées dans cette étude. En effet, le Code de l'Energie encadre la couverture des coûts du projet supportés par GRDF, au même titre que les coûts des autres activités de l'opérateur. La question de la nature des coûts supportés par l'opérateur, et celle de la trajectoire tarifaire, relèvent donc des échanges usuels entre GRDF et la CRE.

- Le mécanisme de manifestation du risque peut notamment inclure un dépassement des délais prévus pour la conversion
 - Impact sur les clients : cela concerne notamment les éventuelles coupures de gaz, qui peuvent être dues à des dépassements de délais dans l'adaptation des clients
 - Indisponibilités d'infrastructures (pour GRTgaz en particulier)
 - Sécurité des biens et des personnes : elle concerne aussi bien les réseaux que les installations chez les clients

9.4 Facteurs de risques portant sur l'ensemble du projet

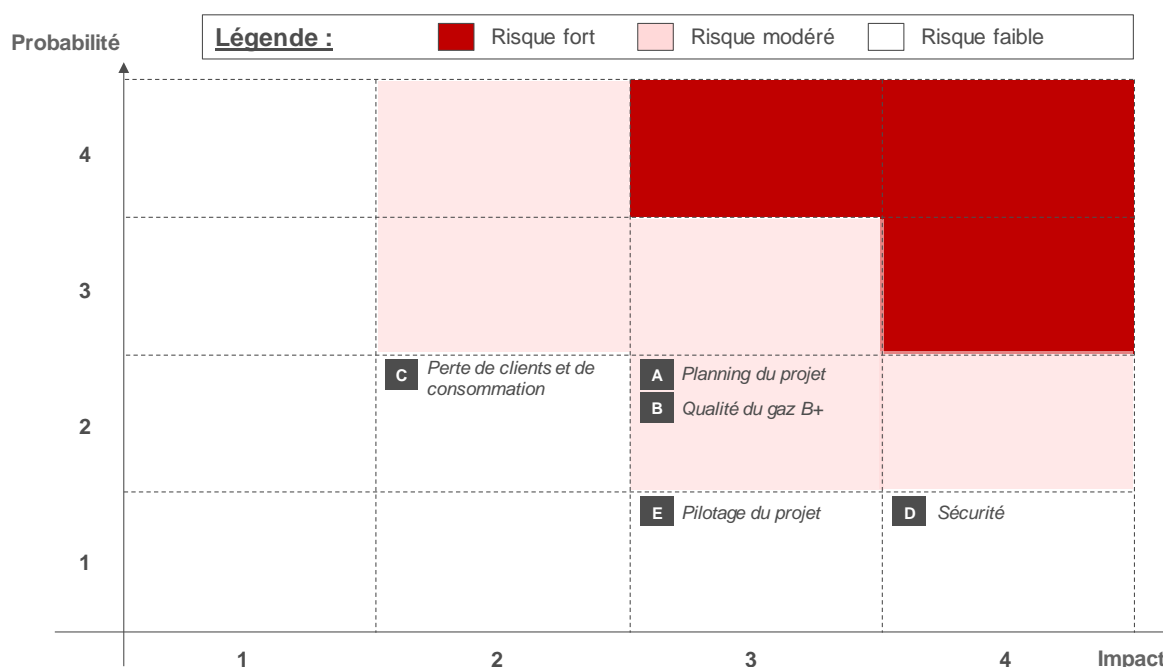


Illustration 25 : Matrice des facteurs de risques portant sur l'ensemble du projet

9.4.1 **A : Planning du projet**

Note : la possibilité que les coûts d'une défaillance des opérateurs néerlandais leur soit répercutée n'entre pas dans le champ de cette étude.

9.4.1.1 *Description du facteur de risque*

Les pouvoirs publics des Pays-Bas décident l'accélération de la fin d'approvisionnement.

9.4.1.2 *Evaluation de la probabilité*

Ce risque est matériel car la production néerlandaise de gaz B a fortement décliné ces dernières années en raison des problèmes sismiques qu'elle pose.

Cependant, il est dans l'intérêt du gouvernement néerlandais de respecter ses engagements en matière de livraisons de gaz B ; il est également dans l'intérêt des producteurs néerlandais de respecter les engagements de leurs contrats à long terme avec leurs contreparties françaises.

Par conséquent, la note de 2 (assez probable) proposée par GRDF semble pertinente.

9.4.1.3 *Evaluation de l'impact*

Une accélération de la fin d'approvisionnement exigerait de revoir le plan de conversion. Une accélération brutale de la fin d'approvisionnement pourrait mettre en péril l'approvisionnement de certains clients de la zone B.

Cet impact peut être limité par plusieurs moyens (voir ci-dessous), mais à un coût important ; la note de 3 (sévère) est donc pertinente.

9.4.1.4 *Moyens pour limiter les risques*

Les moyens de limiter la probabilité de ce risque sont plus à la main des pouvoirs publics français que des opérateurs d'infrastructures, car il s'agit d'éviter que les pouvoirs publics néerlandais accélèrent la diminution de l'approvisionnement. En revanche, un certain nombre de moyens sont à la disposition des opérateurs d'infrastructures français pour limiter l'impact :

Commentaire GRDF :

Il revient aussi aux pouvoirs publics français de se retourner contre les pouvoirs publics néerlandais si une accélération de la conversion avait lieu, afin que ceux-ci prennent en charge les surcoûts occasionnés pour les consommateurs français par ce changement dans le planning.

Créer une installation de conversion H>B à Taisnières

- Portée
 - Cette installation pourrait être dimensionnée pour alimenter l'ensemble de la zone B en fonctionnement continu.
- Limites
 - Les délais standards de construction et les délais administratifs pour une telle installation sont d'environ 6 ans ; ainsi, une telle installation pourrait être en service au plus tôt en 2024. Elle ne peut donc permettre de répondre à une diminution massive et soudaine de l'approvisionnement en gaz B. De plus, une mise à disposition en 2024 conduirait à ne l'utiliser que pendant 5 ans, ce qui en limite l'intérêt.
 - Par ailleurs, le coût économique et environnemental de cette solution est colossal, même dimensionnée pour une zone B « réduite » telle qu'elle se présentera en 2024 (plus de 100 M€ pour un dimensionnement à 115 GWh/j de gaz B en pointe).

Utiliser le mélangeur de Loon-Plage à plein régime

- Portée
 - Il sera utilisable jusqu'à 2021, date de la conversion du secteur environnant (Calais).
 - Le mélangeur de Loon-Plage présente une capacité maximale de 57 GWh/j de gaz B¹⁰³. Il ne pourrait donc à lui seul subvenir aux besoins à la pointe 2% en zone B (~400 GWh/j en 2018) si l'approvisionnement de la France en gaz B était coupé, mais il peut contribuer à faire face à une baisse partielle de cet approvisionnement.
- Limites
 - Le fonctionnement en continu de l'adaptateur exigerait des travaux de fiabilisation (montant estimé : 70 k€), GRTgaz ayant constaté des arrêts intempestifs à l'occasion d'un fonctionnement continu d'un mois.

Faire appel au délestage des clients raccordés au réseau de transport¹⁰⁴

- Portée
 - L'effet serait limité à ~14% de la consommation de pointe 2% la plupart des années (~57 GWh/j en 2018¹⁰⁵), et pourrait donc contribuer à faire face à une baisse partielle de l'approvisionnement de la France en gaz B.
- Limites
 - Cette disposition permettrait de faire face à une pénurie de gaz B à la pointe, mais pas en volume.

Accélérer la conversion des clients finaux (plan B)

- Portée
 - L'accélération permettrait de réduire les besoins en gaz B en volume et à la pointe, dans une mesure variable suivant le scénario retenu.
- Limites
 - L'accélération de la conversion des clients finaux pourrait imposer d'accélérer les travaux sur les réseaux de transport et de distribution ; ces travaux doivent respecter

¹⁰³ De plus, l'injection dans le réseau du gaz B produit par le mélangeur de Loon-Plage est limitée en fonction du niveau de consommation de la zone B. Celui-ci ne peut donc pas produire 57 GWh/j de gaz B en continu toute l'année.

¹⁰⁴ Cela pourrait être fait dans un cadre de type Plan d'Urgence Gaz

¹⁰⁵ Par comparaison, l'interruptibilité contractuelle en zone B représente aujourd'hui environ 2 GWh/j

- un délai de préavis. Par exemple, certaines décisions devraient être prises dès 2019 pour permettre à GRTgaz de suivre le planning « accéléré » de conversion.
- De même, la conversion des clients raccordés au réseau de transport demande un certain préavis (entre 1 et 2 ans, car certains travaux doivent être réalisés hors période de chauffe).
 - La limite de rythme de conversion des clients raccordés au réseau de distribution n'est pas connue à ce stade ; la phase pilote permettra d'éclairer ce sujet. Une accélération brusque du rythme de conversion pourrait impliquer de faire appel à des ressources importantes pour convertir des secteurs en même temps (nombre de prestataires, ressources internes GRDF), avec un surcoût élevé.

9.4.1.5 *Recommandations*

Afin de limiter l'impact du risque, les opérateurs envisagent de « prévoir à l'issue du pilote un scénario d'accélération à mettre en œuvre le cas échéant » (plan B). GRTgaz a présenté un échéancier accéléré de conversion des secteurs, mais sa déclinaison au niveau des GRD (disponibilité des prestataires, délais pour convertir les secteurs...) n'a pas été étudiée en détail car elle nécessite un retour d'expérience de la phase pilote.

Il paraît utile de ne pas attendre la fin de la phase pilote pour étudier les possibilités d'accélération, afin que GRTgaz dispose le plus rapidement d'un maximum d'informations pour éclairer les décisions d'anticiper ou non certains investissements. Par exemple, pour suivre l'échéancier accéléré proposé par GRTgaz, certaines décisions devraient être prises dès 2019.

De plus, il serait utile de créer plusieurs scénarios d'accélération et d'étudier les coûts associés, afin de faciliter la recherche de l'optimum technico-économique (une accélération plus forte diminue les risques de rupture d'approvisionnement mais augmente les coûts), et d'examiner l'effet de perturbations de l'approvisionnement des Pays-Bas à plusieurs échéances. Une première version de ces scénarios pourrait être créée dès que les premiers secteurs auront été convertis (ex : Doullens).

9.4.2 **B : Qualité du gaz B+**

9.4.2.1 *Description du facteur de risque*

Le gaz fourni aux clients sort régulièrement des normes B+, avec un effet sur le fonctionnement des appareils donc la sécurité des biens et des personnes.

9.4.2.2 *Evaluation de la probabilité*

Depuis que les Pays-Bas ont augmenté le niveau minimal d'indice de Wobbe dans la norme du gaz exporté vers la Belgique en 2016, la qualité du gaz entrant à Taisnières a subi plusieurs décrochages ponctuels. A ce stade, on ne peut donc exclure qu'ils se reproduisent.

De plus, GRTgaz devra mettre en place un pilotage complexe du réseau, notamment pour maintenir l'injection du gaz de mines.

Cependant, les décrochages observés jusqu'ici sont ponctuels et non réguliers. E-CUBE attribue donc la note 2 (assez probable) à ce facteur de risque.

Commentaire GRDF :

GRDF tient à rappeler qu'au-delà de la responsabilité de GRTGaz, ce sont aussi les responsabilités des opérateurs amont néerlandais et belge qui pourraient être mis en cause si la qualité du gaz B+ ne respectait pas les normes définies.

9.4.2.3 *Evaluation de l'impact*

L'alimentation en gaz B- de certains appareils réglés au gaz H pourrait générer une augmentation des émissions de CO₂, et donc du risque pour la sécurité des consommateurs, domestiques en particulier. E-CUBE retient donc la note de 3 (sévère).

9.4.2.4 Moyens pour limiter les risques

Utiliser les mélangeurs

Plusieurs installations de mélange pourraient contribuer à pallier un indice de Wobbe trop bas par rapport à la norme B+ :

- L'adaptateur de Loon : disponible jusqu'en 2021, il permettrait de garantir une qualité B+ sur la partie ouest du réseau
- Le mélangeur de Gournay (sous réserve d'investissement) : disponible jusqu'en 2026, il permettrait de garantir une qualité B+ sur la partie sud du réseau
- Le mélangeur de Taisnières : disponible jusqu'à la fin du projet de conversion, il permettrait de garantir une qualité B+ sur l'ensemble du réseau

9.4.2.5 Recommandations

L'observation de la qualité du gaz B+ qui entre dans la zone B au PIR Taisnières B durant la phase pilote permettra d'étudier l'opportunité des investissements pour utiliser le mélangeur de Gournay avant la conversion du site de Gournay, et pour fiabiliser celui de Taisnières.

9.4.3 C : Perte de clients et de consommation

9.4.3.1 Description du facteur de risque

Perte de 1,25% des clients particuliers (soit la moitié de ceux utilisant un appareil non adaptable) et de 10% des volumes industriels face aux exigences de la conversion, avec un effet financier pour les opérateurs.

9.4.3.2 Evaluation de la probabilité

Clients particuliers

Les investissements nécessaires pour la conversion pourraient convaincre certains particuliers de se tourner vers d'autres énergies ; cependant, les inconvénients de changer d'énergie sont également conséquents.

Remarque : ce risque serait particulièrement fort pour les ELD si leurs tarifs augmentaient afin de couvrir les coûts de conversion. En effet, la perte de compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies serait d'autant plus importante que les concessions concernées sont de taille réduite.

Clients industriels

GRTgaz estime que le risque de voir des clients industriels changer d'énergie est faible car le coût de conversion n'est pas déterminant dans la comparaison économique entre énergies. E-CUBE est en accord avec ce point. Cependant, un nombre limité de clients pourrait fermer prématurément des unités de production à l'occasion du changement de gaz.

La note de 2 (assez probable) semble donc convenir à la fois pour les particuliers et les industriels (GRDF avait retenu la note de 3 pour les clients particuliers).

9.4.3.3 Evaluation de l'impact

Une perte de 1,25% des clients particuliers et 10% du volume de consommation des clients industriels pourrait représenter quelques millions d'euros par an, soit quelques dizaines de millions sur la durée du projet de conversion. La note d'impact de 2 (moyen) est donc pertinente.

Commentaire GRDF

En considérant 1,25% de clients particuliers qui changent d'énergie et que ce sont des clients moyens chauffage (17MWh de consommation, client-type de la CRE), la perte de Chiffre d'Affaires pour GRDF est de l'ordre de ~4.5M€. Si on prend en compte le malus lié à la régulation incitative du développement du nombre de clients (100€ pour les clients T1-T2), on arrive à un montant supplémentaire de l'ordre de ~1.5M€.

En prenant en compte 10% de la facture des clients industriels et tertiaires de GRDF sur la zone B, la perte de Chiffre d’Affaires pour GRDF est aussi de l’ordre de ~4.5M€. En prenant en compte le malus lié à la régulation incitative du développement du nombre de clients (3000€ pour les clients T3-T4), on arrive à un montant supplémentaire de l’ordre de ~2M€.

Il faut aussi prendre en compte les pertes de Chiffre d’Affaires pour GRTgaz lié à ces clients.

Au total cette perte s’élève à plus d’une dizaine de millions d’euros par an et donc à plus de cent millions d’euros sur la durée du projet. La note d’impact est donc à la limite entre 2 et 3.

Réponse E-CUBE :

E-CUBE considère que :

- D’une part, il est préférable de ne pas prendre en compte l’effet sur la régulation incitative liée au nombre de clients gaz, afin de limiter l’évaluation technico-économique au périmètre du projet. Le coût à considérer est donc de 9 M€ par an.

- D’autre part, la perte de clients serait graduelle. En supposant qu’elle suive un rythme constant, la somme cumulée sur les 11 ans du projet serait donc $9\text{M€} \times 11\text{ans} / 2 = 50\text{ M€}$, ce qui correspond à une note de 2.

Cette note est effectivement proche de la limite entre 2 et 3 (60 M€).

Commentaire GRDF

GRDF est d’accord avec cette remarque et propose de mettre en avant l’impact tarifaire sur l’ensemble des clients plutôt que sur les opérateurs, le dé-raccordement de clients se traduisant par une désoptimisation et une répercussion des coûts sur les clients restants.

9.4.3.4 Moyens pour limiter les risques

Financement des remplacements

Afin de limiter les pertes de clients pour cause d’appareil non adaptable, GRDF examine les possibilités de prise en charge de ces frais.

Sans juger du bien-fondé de cette démarche (qui pourrait notamment créer un risque d’effets d’aubaine), E-CUBE estime qu’elle serait de nature à fortement limiter l’occurrence du facteur de risque.

9.4.4 D : Sécurité

9.4.4.1 Description du facteur de risque

Un accident survient dans le cadre de la conversion au gaz H (intoxication, accident de prestataires ou fuite).

9.4.4.2 Evaluation de la probabilité

Les travaux à effectuer sur le réseau de transport et le réseau de distribution sont relativement habituels pour les opérateurs. C’est le cas également pour les réglages à effectuer sur les appareils, qui consistent en une série de gestes techniques que les chauffagistes connaissent¹⁰⁶. Bien que des adaptations non effectuées à temps puissent entraîner des intoxications, surtout chez les particuliers, l’expérience allemande à ce stade montre que la probabilité est faible.

Par conséquent, la note de 1 (peu probable) proposée par GRDF semble pertinente.

¹⁰⁶ Bien que les gestes techniques soient habituels, une formation semble nécessaire car les paramètres de réglage sont souvent inhabituels, par exemple pour régler au gaz H un appareil alimenté en gaz B+. De plus, les règles de communication (systèmes informatiques, pose de stickers, prestataires de secours...) justifient également une formation.

9.4.4.3 Evaluation de l'impact

Un accident pourrait avoir des conséquences directes sur la santé des personnes, mais aussi créer une défiance vis-à-vis du projet de conversion qui mettrait en péril son exécution. Par conséquent, la note de 4 (catastrophique) proposée par GRDF paraît adaptée.

9.4.4.4 Moyens pour limiter les risques

Définition des procédures d'adaptation

GRDF mène des travaux avec les fabricants pour identifier les réglages et autres actes techniques à réaliser sur chaque modèle d'appareil, qui seront consignés dans les manuels de conversion. Ces travaux doivent permettre d'identifier précisément les actions à mener pour limiter les émissions de CO chez les clients.

Autres

Les moyens de s'assurer que les adaptations sont effectuées à temps résident dans :

- Une bonne qualité de gestion de l'information relative aux clients et aux opérations dans le SI (voir « systèmes d'information »)
- Un pilotage efficace des prestataires (voir « pilotage du projet »)

9.4.5 E : Pilotage du projet

9.4.5.1 Description du facteur de risque

A la suite de défaillances dans le pilotage, le projet rencontre des difficultés. Les causes pourraient être une inadéquation des ressources chez les opérateurs ou bien une mauvaise coordination entre opérateurs.

9.4.5.2 Evaluation de la probabilité

La conduite du projet à date n'a pas permis d'identifier de défaillances. La note de 1 (peu probable) proposée par GRDF semble donc pertinente. Par ailleurs, les autres opérateurs jugent aussi que le risque de défaillance sur le pilotage du projet est faible.

9.4.5.3 Evaluation de l'impact

Une mauvaise coordination ou une mauvaise gestion du projet pourraient causer des retards importants ou une dérive significative des coûts. La note de 3 (sévère) proposée par GRDF semble donc pertinente.

9.4.5.4 Moyens pour limiter les risques

Construction du modèle de coûts du projet

GRDF a mené un exercice de modélisation en impliquant de nombreux interlocuteurs externes. E-CUBE juge que cet exercice a permis de produire un premier dimensionnement du projet utile à sa mise en route.

Suivi du planning et des coûts

GRDF a mis en place un dispositif de suivi hebdomadaire du planning et des coûts. E-CUBE estime que ce dispositif devrait permettre d'identifier les dérives suffisamment tôt pour les corriger efficacement.

Convention de coordination avec GRTgaz

GRDF et GRTgaz ont prévu de signer une convention de coordination qui définira les rôles et responsabilités de chacun, durant la phase pilote¹⁰⁷ dans un premier temps.

¹⁰⁷ GRTgaz et GRDF sont les deux opérateurs concernés par la conversion en phase pilote. Les autres (Storengy, Gazélec de Péronne, SICAE de la Somme et du Cambrasis) seront concernés en phase de déploiement.

E-CUBE juge que cette action est pertinente pour limiter les risques.

9.4.5.5 Recommandations

E-CUBE recommande de réaliser un exercice annuel de mise à jour des coûts du projet afin de prendre en compte le retour d'expérience à date et de dimensionner les besoins en ressources et d'identifier les évolutions nécessaires des dispositifs en place.

E-CUBE recommande également de créer un dispositif de gestion des risques à l'échelle du projet, qui réunirait la CRE, les pouvoirs publics et les opérateurs concernés.

E-CUBE recommande d'impliquer durant la phase de déploiement les autres opérateurs (ELD, Storengy) dans les échanges prévus dans le cadre de la convention de coordination entre GRTgaz et GRDF.

9.5 Facteurs de risques propres aux GRD

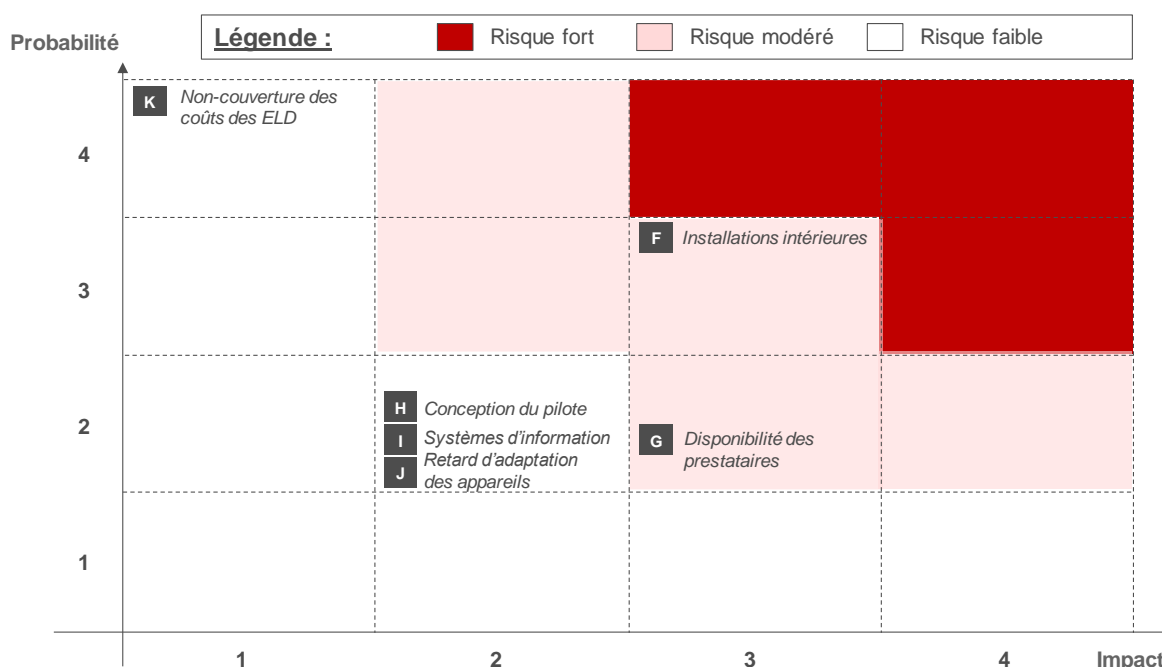


Illustration 26 : Matrice des facteurs de risques propres aux GRD

Cette partie traite principalement des facteurs de risques propres à GRDF, à l'exception du risque K qui concerne uniquement les ELD ; ces facteurs de risques peuvent également être transposés aux ELD.

9.5.1 F : Installations intérieures

9.5.1.1 Description du facteur de risque

Le traitement des installations intérieures (recensement, adaptation) situées en aval des compteurs est source de difficultés techniques, relationnelles et juridiques : avec les clients (sur le paiement et la réalisation des adaptations), les fournisseurs d'énergie, les filières d'installateurs et de fabricants d'équipements, ainsi que les pouvoirs publics et les collectivités locales. Ces difficultés pourraient nécessiter de faire évoluer le cadre réglementaire actuel, par exemple sur les aides financières en cas de remplacement d'appareils, ou la responsabilité des fabricants d'appareils.

9.5.1.2 Evaluation de la probabilité

Ce facteur de risque est matériel sur les modalités de contractualisation de l'adaptation, qui sont au cœur d'enjeux sur lesquels de nombreuses parties prenantes ont pris position : clients, installateurs, fabricants, pouvoirs publics etc. De plus, certaines des modalités que GRDF prévoit de tester ne font pas l'objet d'un retour d'expérience en France ni à l'international.

Par ailleurs, d'autres sujets peuvent être sources de difficultés, par exemple l'incertitude sur le financement du remplacement des appareils non adaptables.

La note de 3 (probable) attribuée par GRDF semble donc pertinente.

9.5.1.3 Evaluation de l'impact

Ces difficultés pourraient se traduire par des coûts importants pour les distributeurs : contentieux avec les clients, les installateurs ou les fabricants ; dégradation de la place du gaz ; retard par rapport aux délais prévus etc. En particulier, si les distributeurs devaient supporter les coûts de remplacement des appareils non adaptables, l'estimation de coûts serait alourdie de plus de 130 M€.

Plutôt que la note de 2 (moyen) retenue par GRDF, E-CUBE propose d'attribuer à ce facteur de risque la note de 3 (sévère).

9.5.1.4 Moyens pour limiter les risques

Relations avec les pouvoirs publics

GRDF s'entretient régulièrement avec les pouvoirs publics pour préparer les évolutions du cadre réglementaire.

E-CUBE juge que cette mesure est de nature à permettre d'éviter certaines difficultés, par exemple en clarifiant le cadre réglementaire sur le financement des appareils non adaptables.

Relations avec les collectivités locales

GRDF prévoit de mettre en place une « information des collectivités locales en amont du projet pour les sensibiliser aux enjeux et assurer leur support dans la communication aux clients », avec pour objectif de limiter l'effet du projet sur le développement du gaz.

E-CUBE considère que cette mesure est pertinente compte tenu du rôle de relais d'information et d'alerte que peuvent tenir les collectivités locales.

Prévention des litiges

GRDF travaille à l'identification des cas de figure problématiques liés aux travaux sur l'aval compteur.

E-CUBE estime que cette mesure est pertinente et permettra de limiter les risques en anticipant leur survenue.

Phase pilote

E-CUBE estime que le retour d'expérience de la phase pilote sera clé pour identifier les bonnes pratiques à mettre en œuvre pour limiter les risques, en particulier concernant la contractualisation de l'adaptation, dont certaines modalités pourraient induire des risques de difficultés relationnelles avec la filière des installateurs ou les clients.

9.5.1.5 Recommandations

E-CUBE recommande de faire ressortir de la phase pilote les éléments listés en partie 4.3.3 du rapport spécifique à GRDF, en particulier concernant la contractualisation de l'adaptation.

9.5.2 G : Disponibilité des prestataires

9.5.2.1 Description du facteur de risque

Le nombre de prestataires répondant aux exigences de qualification pour l'adaptation est trop faible par rapport au besoin, ce qui retarde le projet.

9.5.2.2 Evaluation de la probabilité

La réserve de prestataires disponible n'est pas connue à date.

L'exemple de l'Allemagne montre que le risque est réel, les chauffagistes ayant déjà un niveau d'activité important. Cependant, la situation est différente en France car l'adaptation des appareils nécessitera moins de techniciens, et l'absence de certification préalable permettra à un plus grand nombre de prestataires de participer, sans qu'ils soient contraints par un délai de certification préalable.

E-CUBE propose donc de retenir la note de 2 (assez probable).

9.5.2.3 Evaluation de l'impact

Une telle situation pourrait créer des retards importants en limitant la capacité à convertir plusieurs sous-secteurs à la fois, ou en allongeant le délai de conversion de chaque sous-secteur.

Les coûts supplémentaires pour faire appel à des prestataires compétents d'autres régions seraient importants.

E-CUBE propose donc de retenir la note de 3 (sévère).

9.5.2.4 Moyens pour limiter les risques

GRDF échange actuellement avec la filière des chauffagistes pour communiquer sur la logistique opérationnelle du projet (segmentation et année de conversion envisagée des secteurs, etc.) et s'assurer de la disponibilité d'un nombre suffisant de techniciens qualifiés pour suivre le rythme d'adaptations envisagé dans chaque secteur. Les solutions envisagées incluent un soutien à la formation de techniciens compétents dans la région (création d'une filière professionnelle de réglage d'appareils).

E-CUBE juge que ces mesures sont de nature à limiter le facteur de risque.

9.5.2.5 Recommandations

E-CUBE recommande de procéder à un état des lieux quantitatif des prestataires disponibles pour prendre en charge l'adaptation dans la région, en tenant compte de leur charge de travail actuelle et de la charge de travail supplémentaire due au remplacement d'appareils et aux mises en conformité préalables à l'adaptation.

9.5.3 H : Conception du pilote

9.5.3.1 Description du facteur de risque

La phase pilote ne permet pas de collecter les principaux enseignements attendus en vue de la généralisation.

9.5.3.2 Evaluation de la probabilité

Du fait de la complexité du projet, certaines informations utiles du pilote pourraient ne pas être collectées. Cependant, les mesures déjà mises en place par GRDF, ainsi que la présente étude, permettront limiter les risques. Plutôt que la note de 3 (probable) proposée par GRDF, E-CUBE propose donc de retenir la note de 2 (peu probable).

9.5.3.3 Evaluation de l'impact

Sans un retour d'expérience suffisamment riche et structuré du pilote, les risques seraient fortement accentués par la mise à l'échelle et l'accélération en phase de déploiement.

Plutôt que la note de 1 attribuée par GRDF, E-CUBE propose de retenir la note de 2 (moyen).

9.5.3.4 Moyens pour limiter les risques

Conseil externe

Un cabinet de conseil externe accompagne GRDF sur les premiers mois du projet. E-CUBE considère que cet appui est de nature à réduire significativement la probabilité, grâce à la structuration d'une équipe dédiée et une meilleure capacité à faire face à une charge de travail élevée.

Prise en compte du retour d'expérience

Pendant la phase pilote, GRDF compte définir année après année les dispositions à mettre en place afin de tenir compte le plus rapidement possible des enseignements des années précédentes.

E-CUBE considère que cette manière de procéder permettra de retirer un maximum d'enseignements du pilote tout en sécurisant l'exécution.

Concertation avec les parties prenantes

E-CUBE constate que GRDF mène des concertations larges avec les parties prenantes internes et externes (principalement françaises) pour préparer le pilote : construction du parcours client, définition du plan de communication, préparation des procédures d'adaptation, lancement des appels d'offres pour l'attribution des marchés recensement/ordonnancement/adaptation...

E-CUBE estime que ces actions sont de nature à faire émerger les évolutions à tester durant la phase pilote et à faire remonter les retours d'expérience ; ces éléments devront néanmoins être formalisés et structurés pour être utilisables.

9.5.3.5 Recommandations

E-CUBE recommande que GRDF dresse une liste précise des éléments quantitatifs et qualitatifs à extraire de la phase pilote afin de faire reposer ses choix concernant les dispositifs et l'estimation des coûts sur des éléments de la nature la plus tangible possible.

E-CUBE recommande également de poursuivre les échanges entre GRD¹⁰⁸ belges, allemands et français afin de partager le retour d'expérience et les bonnes pratiques.

9.5.4 I : Systèmes d'information (SI)

9.5.4.1 Description du facteur de risque

Les fonctionnalités minimales des SI nécessaires au projet ne sont pas livrées à temps ou ne répondent pas aux attentes du projet.

9.5.4.2 Evaluation de la probabilité

Comme pour tout projet SI, le risque de retard ou de défaut sur les fonctionnalités minimales n'est pas négligeable. La note de 2 (assez probable) proposée par GRDF est donc pertinente.

9.5.4.3 Evaluation de l'impact

Si le SI ne dispose pas à temps des fonctionnalités minimales pour la conversion, les retards et les coûts supplémentaires pour répéter des visites seraient majeurs, d'autant plus que des dysfonctionnements graves en phase pilote pourraient accentuer les difficultés relationnelles avec les prestataires et les clients. Cependant, l'impact devrait être limité à la phase pilote, pendant laquelle les fonctionnalités seront progressivement complétées.

Plutôt que la note de 1 attribuée par GRDF, E-CUBE propose de retenir la note de 2 (moyen).

¹⁰⁸ Les GRT participent régulièrement aux échanges concernant le gaz B dans le cadre de la « Gas Platform », qui réunit les pouvoirs publics des Pays Bas, de l'Allemagne, de la Belgique, du Luxembourg et de la France. Par ailleurs, un accord de collaboration relatif à la conversion du gaz B au gaz H en Belgique et en France a été conclu entre Gasunie Transport Services, Fluxys et GRTgaz

9.5.4.4 Moyens pour limiter les risques

Développement du SI changement de gaz

Le SI Changement de gaz de GRDF est construit en mode agile¹⁰⁹ avec des sprints de développement de 2 semaines. Les travaux ont débuté avec une marge conséquente sur le début du recensement à Doullens, et plusieurs ateliers de cadrage ont été réalisés avec les métiers.

E-CUBE juge que ces dispositions doivent permettre de s'assurer que le SI dispose des fonctionnalités minimales nécessaires pour débiter le projet, puis de les adapter en fonction du besoin technique constaté.

9.5.5 J : Retard d'adaptation des appareils

9.5.5.1 Description du facteur de risque

Un grand nombre d'appareils ne peuvent pas être adaptés à temps, soit parce que les pièces de rechange ne sont pas disponibles, soit parce que les manuels de conversion ne sont pas rédigés.

9.5.5.2 Evaluation de la probabilité

Etant donné:

- Que certaines pièces ne sont pas standard et que les fabricants produisent peu de pièces de rechange ;
- Que la rédaction des manuels de conversion demande un travail d'ampleur, la liste des appareils devant être régulièrement augmentée de nouveaux modèles pendant les premières années du projet ;
- Mais qu'il est probable que les appareils pour lesquels les pièces de rechange ou les manuels de conversion ne sont pas disponibles à temps soient des appareils relativement rares ;

E-CUBE attribue à la probabilité de ce facteur de risque la note 2 (assez probable).

9.5.5.3 Evaluation de l'impact

Le retard d'adaptation des appareils pourrait retarder la conversion dans son ensemble ou conduire à couper l'alimentation en gaz à certains clients. E-CUBE propose d'attribuer à l'impact de ce facteur de risque la note 2 (moyen).

9.5.5.4 Moyens pour limiter les risques

Kits standards

GRDF évalue avec les fabricants la possibilité de créer des kits standards de conversion.

E-CUBE juge que cette mesure est de nature à limiter le risque sur un certain nombre d'appareils

Implication des fournisseurs

GRDF compte proposer aux fabricants le rôle de prestataires de secours.

E-CUBE juge que cette mesure pourrait sécuriser leur implication dans le projet de manière plus large.

9.5.5.5 Recommandations

E-CUBE recommande à GRDF d'examiner l'opportunité d'un échange de données avec les propriétaires de la base de données allemande de conversion (DVGW), voire avec les prestataires de services qui en proposent des versions « améliorées ». Bien que la base de données concerne des modèles d'appareils en partie différents des modèles vendus en France, et que les consignes

¹⁰⁹ Les méthodes « agiles » permettent de développer une application informatique de manière itérative, en réagissant de manière rapide aux demandes des utilisateurs, par exemple pour intégrer de nouvelles fonctionnalités.

d'adaptation ne soient pas les mêmes, on ne peut exclure à ce stade que GRDF puisse en retirer une certaine valeur.

9.5.6 K : Non-couverture des coûts des ELD

9.5.6.1 Description du facteur de risque

Une part importante des coûts du projet de conversion des ELD n'est pas couverte par leurs tarifs d'utilisation du réseau.

9.5.6.2 Evaluation de la probabilité

Pour les ELD au tarif commun (Gazélec de Péronne) ou non péréqué (SICAE de la Somme et du Cambrasis), le coût de la conversion pourrait représenter un montant important que le cadre tarifaire actuel ne prévoit pas de couvrir à ce stade.

De plus, compte tenu du faible nombre de clients concernés, le fait d'augmenter les tarifs pour couvrir les coûts de conversion pourrait fortement dégrader la compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies (voir 9.4.3).

E-CUBE attribue donc à la probabilité de ce facteur de risque la note 4 (très probable).

9.5.6.3 Evaluation de l'impact

A l'échelle du projet, l'impact de ce facteur de risque est faible car le coût pour les réseaux des ELD et les installations intérieures raccordées représente moins de 1 M€ (soit moins de 0,2% du budget total). E-CUBE lui attribue donc la note 1 (faible).

Cependant, il pourrait déséquilibrer financièrement les concessions concernées, et mérite donc une attention particulière.

9.5.6.4 Moyens pour limiter les risques

En relation avec les pouvoirs publics et les autorités concédantes, les ELD pourraient étudier les possibilités de financement du projet, qui pourraient impliquer une modification des textes réglementaires ou des contrats de concession.

9.6 Facteurs de risques propres à GRTgaz

GRTgaz a fourni une analyse de risques détaillée des projets d'investissement engagés pendant la phase pilote (Brouckerque, Arleux, Valhuon, Diéval, Gravelines, Canalisation Brouckerque-Spycker). Cette analyse, datée de juin, ne reflète pas l'avancement du projet depuis lors, notamment en matière d'autorisations administratives.

Les facteurs de risque identifiés sont de différentes natures :

- Délai dans l'exécution du plan par GRDF
- Retard administratifs (permis, autorisations, achat ou occupation des terrains...)
- Mauvaise coordination ou avec d'autres projets GRTgaz
- Accrochage d'ouvrages existants
- Disponibilité des ressources chantier
- Difficultés d'approvisionnement en matériels
- Difficultés liées à l'environnement naturel (nature des sols, intempéries, présence de munitions...)
- Difficultés d'acceptation locale
- Mauvaise communication avec les parties prenantes

A l'exception du premier, traité plus haut tous ces facteurs de risque entrent dans le cadre de la gestion habituelle des projets de GRTgaz. L'analyse de risques détaillée et les actions mises en place semblent pertinentes. Pour l'instant, aucun retard n'est à constater par rapport au planning des conversions prévues en phase pilote, et les travaux ont débuté dans les délais prévus sur plusieurs sites (Valhuon, Arleux).

9.7 Facteurs de risques propres à Storengy

9.7.1 L : Réduction ou étalement de la bulle de gaz

9.7.1.1 Description du facteur de risque

Suite à un faible cyclage du stockage, la bulle de gaz s'étale ou rétrécit, entraînant une diminution de la capacité de stockage.

9.7.1.2 Evaluation de la probabilité

Dans au moins l'un des 4 scénarios de cyclage évalués par Storengy, la capacité du stockage diminue de plus de 10% suite à la conversion. E-CUBE propose par conséquent d'attribuer à la probabilité de ce facteur de risque la note 3 (probable).

9.7.1.3 Evaluation de l'impact

D'après les études techniques de Storengy, dans un cas défavorable, la réduction de la capacité de stockage pourrait être compensée par le forage de deux puits, pour un coût d'environ 8 M€. E-CUBE attribue par conséquent à l'impact de ce facteur de risque la note 1 (faible).

9.7.1.4 Moyens pour limiter les risques

Seuil de cyclage

Storengy recommande la mise en place d'un seuil minimal de cyclage de 6 TWh pour limiter la dégradation de la capacité.

E-CUBE convient que le principe du seuil de cyclage permettra de limiter l'impact, mais note que le niveau de ce seuil reste à préciser par des études à jour et détaillées.

9.7.1.5 Recommandations

E-CUBE recommande de réaliser à l'approche de la date de conversion de Gournay des études permettant de justifier précisément le niveau de seuil minimal de cyclage.

E-CUBE recommande qu'une fois ce seuil décidé, les modalités d'application en soient convenues en tenant compte des dispositifs contractuels existants concernant l'approvisionnement de la zone B (notamment le contrat de swap Engie-GRTgaz).

9.7.2 M : Modifications des conditions au PITS

9.7.2.1 Description du facteur de risque

GRTgaz modifie les conditions de pression au PITS et/ou la répartition de la capacité commercialisée entre ferme et interruptible, diminuant la valeur commerciale du stockage.

9.7.2.2 Evaluation de la probabilité

GRTgaz ne prévoit pas à ce stade de modifications au PITS, donc E-CUBE attribue à ce facteur de risque la note de probabilité de 1 (peu probable).

9.7.2.3 *Evaluation de l'impact*

L'impact commercial pour Storengy justifie d'attribuer la note de 2 (moyen) à cet impact.

9.7.2.4 *Moyens pour limiter les risques*

Compensation

Dans le cas où GRTgaz effectuerait ces modifications dans le cadre du plan de conversion, Storengy pourrait étudier la possibilité d'en demander compensation.

10 Analyse des mesures d'efficacité et de coordination entre gestionnaires d'infrastructures

10.1 Dispositions prévues à date

A ce stade, deux dispositions de coordination formelle sont prévues entre les parties prenantes du projet :

10.1.1 Comité de coordination

Regroupant un large ensemble de parties prenantes, son existence est prévue par l'article 8 du Décret n°2016-348 du 23 mars 2016. Sa mission est de « déterminer les priorités, les différentes orientations et veille au respect du calendrier de conversion ».

10.1.2 Convention de coordination entre GRTgaz et GRDF

Elle aura pour objectifs de préciser les modalités d'échange d'informations entre le transporteur et le distributeur sur différents sujets. Une première version, valable pour la phase pilote, est en cours d'élaboration, qui aura notamment pour objet :

- La mise à jour régulière du planning prévisionnel de la conversion, afin de prendre en compte le rythme d'avancement, le retour d'expérience du projet à date, ainsi que l'avancement des études techniques le cas échéant
- Les informations opérationnelles relatives à la conversion (avancement des réglages chez les clients, feu vert pour le changement de gaz, confirmation du changement de gaz effectué, avancée du front de gaz...)
- Les procédures de gestion des incidents éventuels
- La communication externe
- La coordination pour la facturation et les SI associés (modification coordonnée des coefficients de facturation utilisés par GRTgaz et GRDF au moment de la bascule en gaz H)
- Réalisation d'un retour d'expérience commun

10.2 Remarques

Par rapport à ces dispositions, E-CUBE formule les remarques suivantes :

10.2.1 Gestion des risques

Les principaux opérateurs d'infrastructures concernés (GRTgaz et GRDF) ont mis en place des outils de gestion de leurs risques propres liés au projet de conversion.

Il serait pertinent de mettre en place une instance de gestion des risques à l'échelle du projet de conversion dans son ensemble, dont l'objectif serait de définir le dispositif de gestion des risques, et de l'appliquer.

Il pourrait s'agir soit d'une instance indépendante, soit d'un groupe rapportant au comité de coordination, qui pourrait comprendre les opérateurs concernés, ainsi que les administrations ministérielles, les services déconcentrés de l'Etat, et la Commission de Régulation de l'Energie.

10.2.2 Intégration des ELD et de Storengy aux échanges entre opérateurs

En phase de déploiement, les autres opérateurs concernés (les ELD et Storengy) pourront être intégrés aux dispositifs prévus par la convention de coordination entre GRTgaz et GRDF. En particulier, le retour d'expérience de GRDF sera clé pour faciliter la conversion dans les 2 ELD concernées.

10.2.3 Information du comité de coordination

Afin de déterminer les priorités et les orientations du projet, le comité de coordination devra disposer d'un retour d'expérience formalisé du projet et de mises à jour régulières du plan de conversion (notamment du calendrier).

11 Recommandations

11.1 Recommandations portant sur l'ensemble du projet

11.1.1 Gouvernance du projet

Comme indiqué en partie 10, E-CUBE émet les recommandations suivantes :

- Faire en sorte que la convention de coordination entre GRDF et GRTgaz couvre les sujets listés au paragraphe 10.1.2
- Clarifier les responsabilités entre opérateurs en incluant les ELD et Storengy, notamment en ce qui concerne le partage d'informations, le retour d'expérience, l'utilisation d'outils communs (manuels de conversion, supports de communication *etc*).
- Intégrer en phase de déploiement Storengy et les 2 ELD aux dispositifs prévus par la convention de coordination entre GRTgaz et GRDF
- Mettre à disposition du comité de coordination un retour d'expérience formalisé et des mises à jour régulières du plan de conversion
- De plus, E-CUBE recommande de mettre en place des échanges entre GRD¹¹⁰ belges, allemands et français afin de partager le retour d'expérience et les bonnes pratiques.

Ces échanges pourraient prendre la forme d'un forum tel que ceux organisés par l'autorité fédérale de régulation allemande Bundesnetzagentur, « Forum Marktraumumstellung ».

Enfin, E-CUBE recommande de réaliser un exercice annuel de mise à jour des coûts du projet afin de prendre en compte le retour d'expérience à date et de dimensionner les besoins en ressources et d'identifier les évolutions nécessaires des dispositifs en place.

11.1.2 Dispositif de gestion des risques

Comme indiqué en partie 10, E-CUBE émet la recommandation suivante :

- Mettre en place une instance de gestion des risques à l'échelle du projet de conversion dans son ensemble, qui réunirait la CRE, les pouvoirs publics et les opérateurs concernés, avec pour objectifs de définir le dispositif de gestion des risques, et de l'appliquer.

11.1.3 Phase pilote

Comme indiqué en partie 10, concernant la phase pilote, E-CUBE émet les recommandations suivantes :

- Créer des scénarios détaillés d'accélération dès 2018, en étudiant les coûts associés, afin que GRTgaz dispose rapidement d'un maximum d'informations pour éclairer les décisions d'anticiper ou non certains investissements.
- Etudier à l'issue de la phase pilote l'opportunité des investissements pour utiliser le mélangeur de Gournay avant la conversion du site de Gournay, et pour fiabiliser celui de Taisnières, à la lumière de la qualité constatée du gaz B+ entrant en zone B au PIR Taisnières B.

11.2 Recommandations propres à GRDF

11.2.1 Recommandations techniques

¹¹⁰ Les GRT participent aux échanges de la Gas Platform, instance mise en place à l'initiative des parties prenantes néerlandaises pour partager des informations entre les GRT et les pouvoirs publics des pays concernés par la conversion.

E-CUBE recommande de tester les alternatives suivantes pendant la phase pilote afin de pouvoir choisir le processus technique optimisé pour la phase de déploiement (ces tests sont détaillés en partie 4.3.3) :

- Doubler l'ensemble des courriers destinés aux clients résidentiels par des courriels, voire à terme remplacer certains courriers par des courriels
- Proposer l'auto-administration d'une partie du recensement sur internet avant le recensement physique, afin de le faciliter
- Tester différents niveaux de compétences « technique gaz » pour le recensement
- Fixer des objectifs de calendrier ambitieux sur certains sous-secteurs afin de tester le rythme maximal de recensement et d'adaptation
- Comparer le contrôle du recensement durant l'exécution vs a posteriori
- Tester la mutualisation du réglage pression et de l'adaptation pour les clients raccordés au réseau MPB
- Tester la faisabilité de kits standards d'adaptation
- Tester les modalités 1 et 4 pour la contractualisation de l'adaptation
 - Modalité 1 : Confier autant que possible l'adaptation au PHE (Prestataire Habituel d'Entretien) par contrat direct
 - Modalité 4 : Ne pas confier l'adaptation directement aux PHE et lancer des appels d'offres pour l'ensemble des clients
- Tester l'utilité de la vérification des appareils non adaptés suite au réglage de la pression
- Tester différentes tailles de lots pour les contrôles des prestations
- Tester différents outils techniques pour suivre le front de gaz
- Tester la suppression de la vérification après le passage au gaz H
- Tester plusieurs périodes de changement de gaz pour identifier les plus favorables

Pour chacun de ces processus, un REX précis devra être effectué pour départager ensuite les alternatives.

E-CUBE recommande à GRDF d'examiner l'opportunité d'un échange de données avec les propriétaires de la base de données allemande de conversion (DVGW), voire avec les prestataires de services qui en proposent des versions « améliorées ». Des échanges entre GRDF et le DVGW ont été engagés en ce sens.

E-CUBE recommande de faire ressortir de la phase pilote les éléments indiqués en parties 4.1.9.2 et 4.3.3 afin de valider les choix suivants :

- Séparer les appels d'offres recensement et adaptation (en particulier si la modalité n°4 est retenue pour la contractualisation de l'adaptation)
- Mettre en place un dispositif de secours
- Réaliser des appels d'offres pluriannuels ou de les lancer plus tôt
- Réaliser certaines sous-sectorisations
- Lancer des appels d'offres pluriannuels (pour le recensement, l'adaptation, les contrôles...) et les lancer plus longtemps avant l'exécution des prestations – voir partie 4.1.9.2

Enfin, E-CUBE recommande que GRDF dresse une liste précise des éléments quantitatifs et qualitatifs à extraire de la phase pilote afin de faire reposer ses choix concernant les dispositifs et l'estimation des coûts sur des éléments de la nature la plus tangible possible. De premières listes de tels éléments sont indiquées en partie 4.3.3.

11.2.2 Paramètres organisationnels

E-CUBE recommande enfin de clarifier au plus tôt certains paramètres organisationnels afin de limiter le risque de retard (voir partie 4.3.3.9) :

- Clarifier le rôle et les responsabilités de l'ordonnanceur (notamment les décisions de couper le gaz, basculer un client d'un PSA (Prestataire de Services d'Adaptation) à un autre, attribuer les bonus/malus aux prestataires...).
- Définir le dispositif et la procédure de secours en cas de problème lors de l'adaptation.
- Décider de l'entité responsable de la logistique d'approvisionnement des pièces de rechange et la mettre en place au plus tôt.
- Procéder à un état des lieux quantitatif des prestataires capables de prendre en charge l'adaptation dans la région, en tenant compte de leur charge de travail actuelle et de la charge de travail supplémentaire due au remplacement d'appareils et aux mises en conformité préalables à l'adaptation, et préciser les mesures permettant de garantir leur disponibilité en quantité suffisante.
- Déterminer le partage des responsabilités entre fabricants et une éventuelle tierce partie indépendante pour l'élaboration des manuels de conversion.
- Clarifier la coordination avec les parties prenantes

11.2.3 Régulation incitative

E-CUBE recommande d'étudier les possibilités de mettre en place une régulation incitative de GRDF dans le cadre du projet sur les thèmes suivants (les paramètres restant à définir) :

- Calendrier : respect des dates de conversion des différents secteurs telles que prévues dans le plan de conversion.

Commentaire GRDF :

Le respect du calendrier de conversion de la phase pilote dépend d'un certain nombre de paramètres qui ne dépendent pas de GRDF.

Réponse E-CUBE :

Une partie des paramètres ne dépendent effectivement pas de GRDF (ex : respect du calendrier des travaux de GRTgaz). Cependant, GRDF a un rôle dans le respect des dates de conversion (ex : pilotage des prestataires). Il semble donc utile d'étudier l'opportunité de mettre en place une régulation incitative sur ce thème.

- Gestion opérationnelle du projet
 - o Nombre de clients coupés faute d'adaptation à temps.

Commentaire GRDF :

GRDF va tout faire pour faire éviter de couper les clients. Il s'agira de cas exceptionnels pour lesquels GRDF n'aura pas de levier.

Réponse E-CUBE :

Il est en effet dans l'intérêt de GRDF d'éviter de couper des clients. Comme la qualité de la communication vis-à-vis des clients et de la conduite générale du projet influenceront sur le nombre de clients coupés, il semble utile d'étudier l'opportunité de mettre en place une régulation incitative sur ce thème.

- o Précision sur la date d'arrivée du gaz H annoncée aux industriels (pourvu que l'information communiquée par GRTgaz à GRDF sur l'heure de bascule ait été suffisamment précise).
 - o Qualité des prestations des sociétés sélectionnées par appels d'offres (voir partie 4.3.3.2).
- Satisfaction des clients
 - o Qualité du service clients (échanges par téléphone ou autres moyens entre les clients et GRDF ou l'ordonnanceur) : taux de résolution au premier contact, taux d'abandon...

- Taux de satisfaction des clients issu d'enquête
- Nombre de réclamations des clients
- Coûts : respect des estimations prévues

Commentaire GRDF :

La majorité des charges de conversion étant des OPEX pour GRDF, il y a déjà une incitation à 100% au respect de la trajectoire. Compte tenu du caractère exceptionnel du projet, on peut cependant se demander si ce mécanisme est le bon car à l'heure actuelle, il y a une incertitude trop forte sur les coûts et les processus qui restent à valider. Dans le futur, on pourrait baser un mécanisme incitatif sur les réponses aux appels d'offres **lorsque le REX sera suffisant**. En particulier, il ne nous semble pas souhaitable qu'il y ait une incitation trop forte sur des activités qui emporte une composante sécurité des biens et des personnes.

Réponse E-CUBE :

Le périmètre du rapport se limitant à l'examen des thèmes de régulation incitative, cette question relèvera d'échanges entre GRDF et la CRE.

Sur chacun de ces thèmes, il conviendra d'examiner quels pourraient être les formules et les paramètres d'incitation, en limitant le fait de faire peser sur les opérateurs la responsabilité de choses qui ne dépendent pas d'eux.

La phase pilote peut être l'opportunité de mesurer certains paramètres afin de qualifier l'opportunité de les utiliser dans une formule de régulation incitative.

Commentaire GRDF :

D'une manière générale, il conviendra de s'assurer que les mécanismes de régulation incitative qui seront proposés ne sont pas redondants avec les nombreux mécanismes existants.

Réponse E-CUBE :

Le périmètre du rapport se limitant à l'examen des thèmes de régulation incitative, cette question relèvera d'échanges entre GRDF et la CRE.

11.3 Recommandations propres aux ELD (Gazélec de Péronne et SICAE de la Somme et du Cambrasis)

Concernant les ELD, E-CUBE émet les recommandations suivantes :

- Examiner dès la fin du pilote les modalités de partage d'informations et d'outils avec GRDF
 - Appels d'offres
 - Formations des prestataires
 - Supports de communication
 - Approvisionnement en pièces
 - Retour d'expérience de la phase pilote
 - Manuels de conversion
- Mettre à jour les estimations de coûts pour les ELD en conséquence

11.4 Recommandations propres à GRTgaz

11.4.1 Recommandations techniques

E-CUBE recommande de faire ressortir de la phase pilote les éléments nécessaires afin d'atteindre les objectifs cités en partie 4.3 :

- Qualifier le risque sur la qualité du gaz B+ en entrée à Taisnières

- Evaluer l'opportunité de certains investissements (doublement des robinets d'isolement, fiabilisation du mélangeur de Taisnières, travaux sur le mélangeur du site Storengy de Gournay avant la conversion de ce site au gaz H¹¹¹)
- Valider les dispositions prises pour le pilotage du réseau et la maîtrise de la qualité du gaz à l'intérieur du réseau
- Valider la coordination avec les GRD
- Valider la coordination avec les clients raccordés au réseau de transport
- Affiner les estimations de coûts

11.4.2 Régulation incitative

E-CUBE recommande d'étudier les possibilités de mettre en place une régulation incitative de GRTgaz dans le cadre du projet sur les thèmes suivants (les paramètres restant à définir) :

- Précision sur la date d'arrivée du gaz H annoncée aux GRD et aux industriels
- Respect des dates de mise en service permettant un déroulement « comme prévu » du plan de conversion
- Respect des budgets prévus pour les investissements

Sur chacun de ces thèmes, il conviendra d'examiner quels pourraient être les formules et les paramètres d'incitation, en limitant le fait de faire peser sur les opérateurs la responsabilité de choses qui ne dépendent pas d'eux ; par exemple, le nombre de clients raccordés au réseau de transport coupés faute d'adaptation à temps dépend peu de GRTgaz (pas de prestataire missionné).

La phase pilote peut être l'opportunité de mesurer certains paramètres afin de qualifier l'opportunité de les utiliser dans une formule de régulation incitative.

Il est à noter que certains aspects du plan de conversion sont déjà soumis à des incitations prévues dans l'ATRT6 (exemple : incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€).

11.5 Recommandations propres à Storengy

Concernant Storengy, E-CUBE émet les recommandations suivantes :

- Réaliser à l'approche de la date de conversion de Gournay des études permettant de justifier précisément le niveau de seuil minimal de cyclage.
- Etudier les modalités d'application de ce seuil en tenant compte des dispositifs contractuels existants concernant l'approvisionnement de la zone B (notamment le contrat de swap Engie-GRTgaz).
- En lien avec GRTgaz, étudier l'opportunité d'effectuer les travaux proposés sur le mélangeur de Gournay avant la conversion du site de Gournay, pour contribuer à l'équilibrage de la zone B et à la limitation du risque de non-conformité du gaz B+.

¹¹¹ Les mélangeurs de Gournay et Taisnières ne seraient pas équivalents en termes de service car ils présentent des débits et des situations sur le réseau différentes

12 Benchmark des autres pays consommant du gaz B

12.1 Introduction

12.1.1 Contexte général en Europe

La production de gaz B, issue des champs de production allemands et néerlandais (en particulier Groningue), diminue et son exportation vers la Belgique et la France doit s'éteindre à la fin des années 2020. Ce gaz, qui présente un pouvoir calorifique inférieur au gaz des autres gisements du monde (gaz H), alimente un réseau spécifique qui couvre une partie des Pays-Bas, de la Belgique, du nord-ouest de l'Allemagne et du nord de la France.

Au total, 14,5 millions de clients sont aujourd'hui alimentés en gaz B dont ~80% se trouvent en Allemagne et aux Pays-Bas.

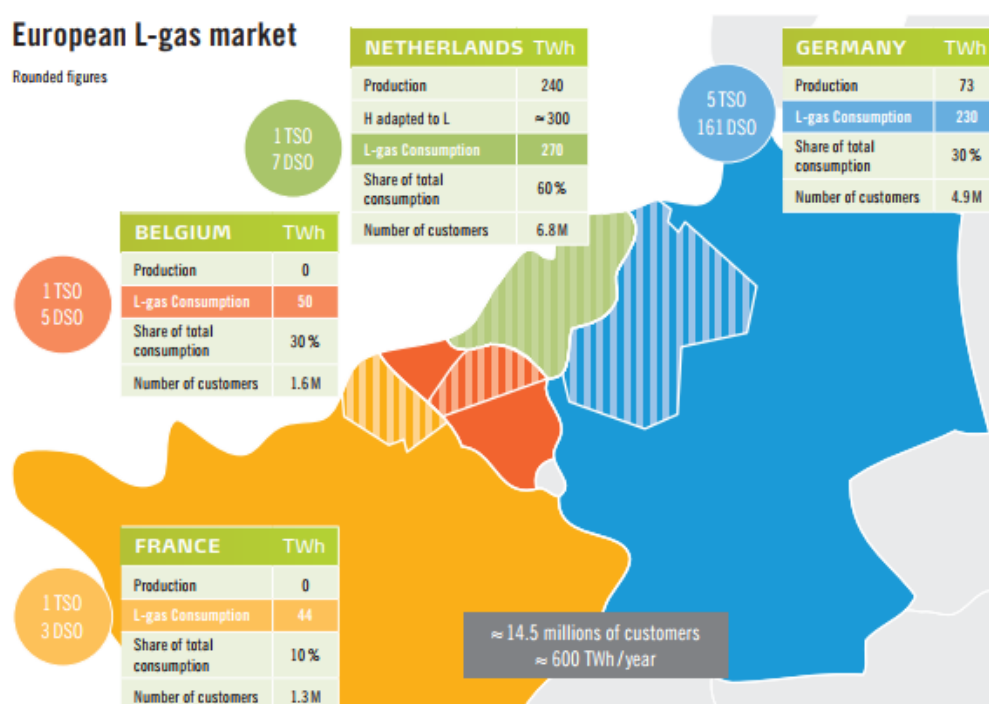


Illustration 46 : Nombre de clients actuellement alimentés en gaz B [Source : ENTSOGE]

12.1.2 Limites de comparaison

Les éléments de benchmark présentés ne peuvent pas tous être comparés directement au cas français en raison des nombreuses différences de contexte entre les pays, qui concernent notamment :

- Le positionnement du pays sur la chaîne d'approvisionnement en gaz B (la Belgique et les Pays-Bas doivent ménager une capacité de transit de gaz B vers la France)
- La topologie du réseau (maillage et points d'importation, de production, de consommation, de stockage)
- La réglementation nationale (responsabilités des parties, financement)
- Le nombre et la taille des gestionnaires de réseau concernés (GRD et GRT)
- Le parc d'appareils consommant du gaz.

12.2 Projet de conversion aux Pays-Bas

A ce stade, aucune décision n'a été prise sur les modalités d'adaptation à la décroissance de production du gaz B. Le gouvernement a commandé en 2016 plusieurs études visant à comparer différents scénarios, en particulier du point de vue du coût total d'investissement :

- Option n°1 : Conversion de l'ensemble du réseau pour passer au gaz H sur l'ensemble du territoire
- Option n°2 : Maintien du système de gaz B en l'état, alimenté par conversion du gaz H importé par adjonction d'azote sur le réseau de transport (option dite « centralisée »)
- Option n°3 : Maintien du système de gaz B en l'état, avec conversion du gaz H par adjonction d'air sur le réseau de distribution (option dite « décentralisée »)

Les études ont conclu sur deux recommandations :

- Choisir l'option n°2 (l'option n°1 étant la plus chère tandis que la 3ème option n'est pas viable techniquement).
- Créer une obligation réglementaire que tous les nouveaux appareils vendus sur le territoire soient adaptables aux 2 types de gaz (obligation entrée en vigueur le 1er janvier 2017).

Il est probable que les autorités néerlandaises, qui disposent d'une certaine marge de manœuvre grâce à la capacité de conversion installée sur leur réseau, ne prendront de décision finale qu'après avoir observé les évolutions des prochaines années dans les pays voisins.

Pour cette raison, le cas néerlandais n'est pas étudié plus avant dans ce document.

12.3 Projet de conversion en Belgique

12.3.1 Eléments généraux

12.3.1.1 Elaboration du plan de conversion

A la suite de l'annonce des autorités néerlandaises fin 2012 de mettre fin aux exportations de gaz H, Synergrid, fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Belgique, a créé un groupe de travail composé d'un membre de chaque opérateur concerné et de gas.be¹¹² afin d'élaborer une solution technique pour la conversion en Belgique. Ce groupe de travail a ainsi proposé un planning de conversion « indicatif » à l'échelle nationale qui s'étend de 2018 à 2029. Les opérateurs se laissent la possibilité de faire évoluer ce planning au fur et à mesure du projet, notamment grâce aux retours opérationnels des secteurs convertis.

Le projet de conversion a été lancé officiellement en octobre 2017 au même moment que le site des autorités compétentes, www.legazchange.be.

Synergrid compte mettre à jour le calendrier de conversion régulièrement, notamment afin d'informer les parties prenantes du projet sur les évolutions.

Comme en France, les opérateurs ont élaboré le projet de conversion avec pour objectifs notamment d'assurer la sécurité d'approvisionnement et d'utiliser les installations de transport et de distribution existantes afin de limiter les coûts.

12.3.1.2 Rôles et responsabilités

A date, et conformément à la législation en vigueur, les responsabilités juridiques pour le projet de conversion en Belgique sont les suivantes :

¹¹² Anciennement Association Royale des Gaziers Belges, gas.be est une association des gestionnaires de réseau de gaz en Belgique qui joue un rôle « dans le développement technique et normatif de l'industrie gazière en Belgique mais aussi dans la promotion du gaz naturel »

- En amont du compteur, la responsabilité des travaux nécessaires incombe aux gestionnaires de réseaux : Fluxys sur le réseau de transport et les GRD sur les réseaux de distribution.
- En aval du compteur, la responsabilité des travaux nécessaires incombe aux clients. Cette responsabilité a d'ailleurs été réaffirmée lors du lancement officiel de projet de conversion en octobre 2017¹¹³. Comme la loi belge stipule que l'ensemble des appareils vendus en Belgique doivent être compatibles avec les deux types de gaz (B et H) depuis 1978, l'ampleur des travaux d'adaptation devrait être limitée.
- Les autorités publiques, les fournisseurs de gaz, la filière des chauffagistes et les gestionnaires de réseau sont chargés de communiquer les informations relatives au changement de gaz auprès des clients afin qu'ils puissent faire réaliser à temps les actions nécessaires sur leurs installations.

Cependant, le régulateur de la région Bruxelles-Capitale Brugel a publié en 2016 et 2017 plusieurs études et avis d'analyse sur la responsabilité juridique des autorités publiques sur le projet de conversion. Ces travaux ont été réalisés afin de prendre les mesures nécessaires pour minimiser le risque CO lors du projet. En novembre 2016, Brugel concluait qu'il « *devient urgent d'établir les cadres légaux et réglementaires adaptés pour assurer le succès de cette opération* »¹¹⁴ après avoir souligné certaines lacunes juridiques existantes, et proposait des choix techniques différents de ceux retenus dans le plan de Synergrid. Cependant, le lancement officiel du projet de conversion en octobre 2017 a réaffirmé la responsabilité totale du client sur ses installations intérieures et se base donc à ce stade sur le corpus réglementaire existant.

12.3.1.3 Coordination entre les parties prenantes

L'ensemble des gestionnaires de réseau se réunit régulièrement au sein du groupe de travail mis en place par Synergrid afin de réaliser le suivi opérationnel du projet. Gas.be est associé à ce groupe de travail pour apporter l'expertise technique « aval compteurs » nécessaire et pour faciliter la communication avec les fabricants et les prestataires de services.

Les fournisseurs sont également informés du projet puisqu'ils devront adapter leur portefeuille d'approvisionnement de gaz au fur et à mesure de la conversion de leurs clients. En effet, contrairement au cas français, les marchés belges gaz B et gaz H ne sont pas fusionnés. .

De plus, les fabricants sont aussi impliqués sur le projet à travers la rédaction de 3 codes de bonnes pratiques, réalisée avec gas.be :

- 1 code sur la méthode générale de détermination générale de la compatibilité d'un appareil
- 2 codes sur la méthode générale d'adaptation des appareils

Ces codes ont pour objectif de fournir un cadre aux professionnels pour le contrôle et l'adaptation des appareils.

Ils sont aussi chargés d'apporter les informations techniques permettant aux techniciens d'adapter si nécessaire les appareils de leur marque. Gas.be collecte l'ensemble de ces données et les transmet aux prestataires de services.

¹¹³ Le ministre wallon de l'Energie Jean-Luc Crucke a précisé lors de ce lancement: « *Cette campagne de communication responsabilise la clientèle gaz vis-à-vis de la compatibilité de ses appareils en aval du compteur. Au vu du niveau existant de risque lié au CO en raison d'un défaut de ventilation ou d'une mauvaise combustion, il faut profiter de cette communication pour sensibiliser les usagers et les professionnels au respect des normes obligatoires de sécurité en matière d'installation d'appareils de chauffage (gaz, charbon, mazout, bois, ...).* ».

¹¹⁴ BRUGEL-ETUDE-20161125-15, relative à l'état des lieux des différentes initiatives prises dans les pays limitrophes de la Belgique pour la conversion des réseaux du gaz pauvre au gaz riche

12.3.1.4 Calendrier de conversion

12.3.1.4.1 Calendrier général

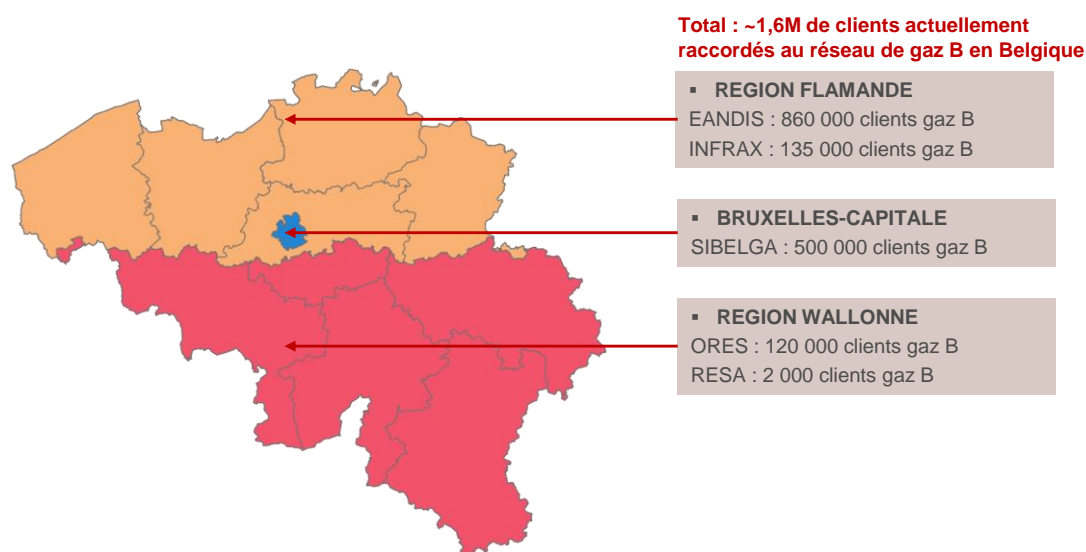
Comme en France, des changements de gaz ont déjà été réalisés par le passé en Belgique, notamment pour le passage du gaz de ville au gaz naturel puis pour la conversion de sites industriels raccordés au réseau de Fluxys du gaz B au gaz H dans les années 2000.

Plus récemment, la Belgique a procédé à plusieurs projets pilotes pour ce projet de conversion :

- En 2015, une dizaine d'industriels directement raccordés au réseau de transport le long du canal Albert ont été convertis, notamment pour des raisons liées à la capacité du réseau B.
- En 2016, certaines poches du Limbourg Occidental (~5 000 clients) ont été converties. Les réseaux de ces poches étaient propices à la conversion car ils étaient proches du réseau de gaz H et de construction récente, ce qui limitait les problèmes liés à la vétusté du réseau ou des appareils consommant du gaz¹¹⁵. Cette conversion a servi à valider le processus de la conversion.

Le plan de conversion « indicatif » présenté par Synergrid concerne les 1,6 millions de clients (~50% des consommateurs de gaz du pays) actuellement raccordés au réseau de gaz B et qui utilisent au total ~ 2,8 millions d'appareils consommant du gaz. Ces clients sont répartis inégalement entre les différentes régions belges, avec 60% en Flandre, 30% à Bruxelles-Capitale et 10% en Wallonie.

Les 5 principaux GRD de gaz de Belgique sont concernés : Eandis, Infrax, Sibelga, Ores et Resa. Le nombre de clients concernés varie de 2 000 pour Résa à 860 000 pour Eandis.



Source: Calendrier de conversion SYNERGRID 2016

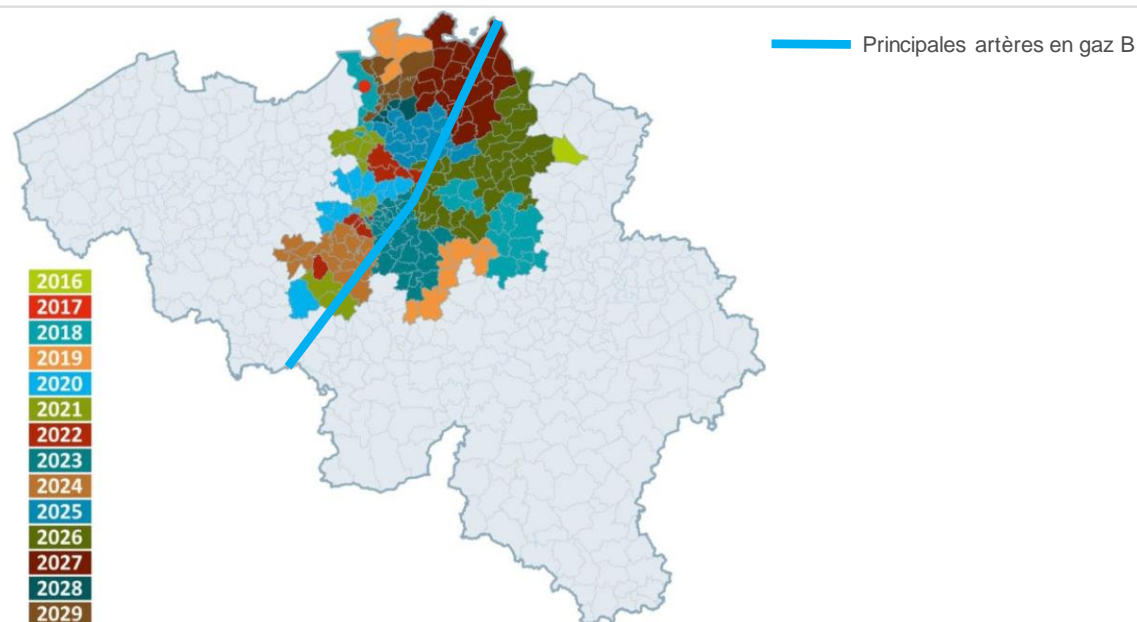
Illustration 47 : Répartition par région et GRD des clients à convertir en Belgique [Source : Synergrid]

Le calendrier de conversion a été construit en prenant en compte les paramètres suivants :

- Facilité de conversion des premiers secteurs
- Géographie des secteurs
 - o Conversion du Sud vers le Nord pour arriver à la fin du projet aux points d'entrée actuels du gaz B à Poppel et à Hilvarenbeek
 - o Conversion par tronçon partant des dorsales Poppel – Blarégnyes.

¹¹⁵ Les raccordements des réseaux concernés étaient munis de régulateurs domestiques

- Taille de chaque secteur.
- Objectif d’impliquer l’ensemble des GRD tôt dans le projet.
- Calendrier des travaux sur le réseau (par exemple le raccordement des artères à Winksele).
- Optimisation du calendrier de conversion de chaque GRD (un même tronçon de transport peut desservir plusieurs GRD).



Source : Synergrid

Illustration 48 : Calendrier indicatif de conversion par secteur et dorsale de gaz B [Source : Fluxys]

A la maille nationale, le calendrier retenu peut être subdivisé en 3 étapes :

- 2018-2019 :
 - o Montée en puissance avec un rythme soutenu dès la première année puisque Infrac et Resa se partageront ~61 000 conversions en 2018.
 - o Le choix des secteurs pendant cette période est « opportuniste » : ils ont été choisis en raison de leur relative facilité technique de conversion.
- 2020-2023 :
 - o Forte augmentation du rythme lié à la conversion de Bruxelles, étalée sur 4 années. Le niveau maximal à l’échelle nationale est prévu en 2022, avec environ 250 000 clients à convertir.
- 2024-2029 :
 - o Rythme soutenu jusqu’en 2029, principalement du fait des conversions sur le réseau d’Eandis, qui devrait convertir ~180 000 clients en 2028, soit 1 an avant la fin du projet.

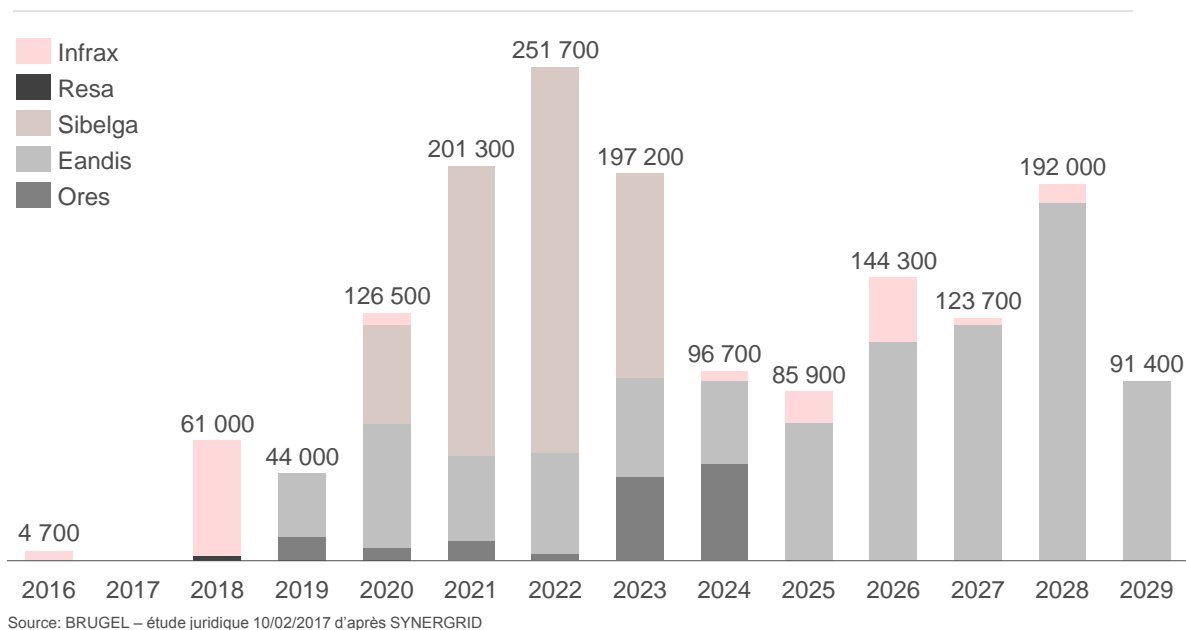


Illustration 49 : Calendrier de conversion « indicatif » pour les différents GRD [Source : Synergrid]

Il est prévu d’informer les clients au plus tard deux ans avant le changement de gaz afin qu’ils puissent anticiper l’adaptation de leurs installations. Synergrid prendra en compte cette contrainte dans les éventuelles modifications du calendrier.

12.3.1.4.2 Calendrier de conversion pour chaque GRD

Infrac

Au départ programmée pour 2017, la conversion d’Hoboken a finalement été retardée d’un an pour une conversion actuellement prévue en juin 2018. Par ailleurs, Infrac convertira en priorité les communes qui sont situées à l’extrémité est du réseau dans la région intermédiaire située entre Hasselt et Louvain. Le reste des clients d’Infrac en gaz B sont situés dans les régions des Flandres sablonneuses aux alentours d’Anvers. Ils seront convertis en fin de projet car ils sont proches de la frontière néerlandaise et du réseau de gaz B.

Resa

Les 2 000 clients à convertir sont situés en bout de réseau dans la région d’Hesbaye, et seront convertis dès 2018. En effet, le tronçon qui permet de convertir les clients d’Infrac alimente aussi le réseau de distribution de Resa.

Sibelga

L’opérateur Bruxellois a validé un plan de conversion de la région Bruxelles-Capitale sur 4 ans avec un pic de nombre de conversions en 2022 correspondant au pic à l’échelle nationale.

Cependant, il convient de rappeler que le calendrier n’est pas définitif et pourrait évoluer en fonction des enseignements des premiers secteurs convertis. Ainsi, Sibelga n’exclut pas d’étaler la conversion sur 5 ans en fonction du REX du projet pilote d’Hoboken, bien que l’objectif reste de respecter le planning indicatif.

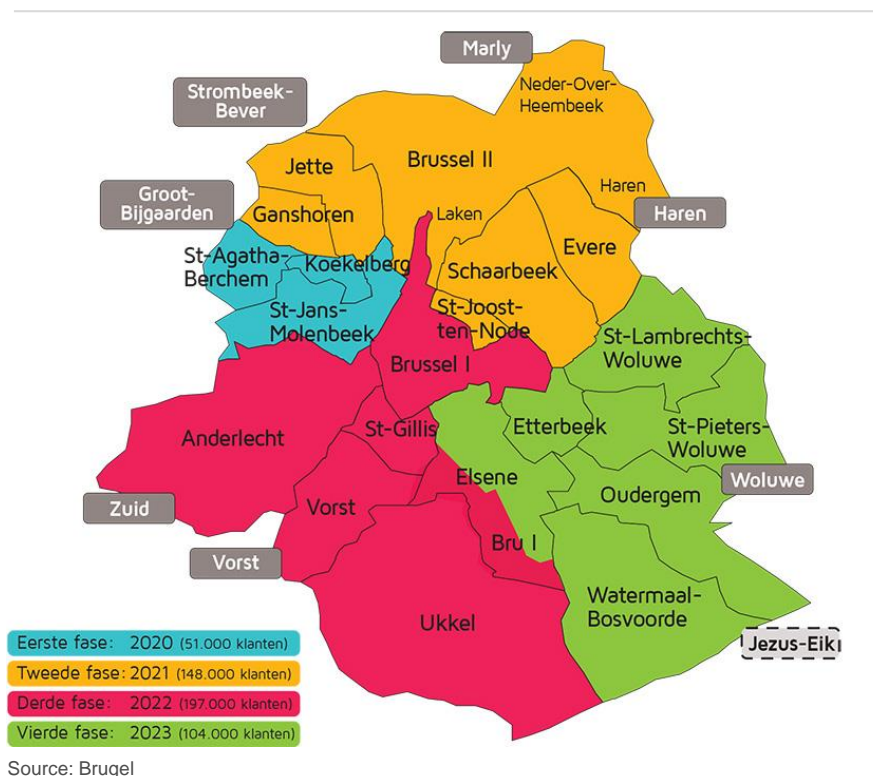


Illustration 50 : Plan de conversion par zone de Bruxelles [Source : Sibelga]

Eandis

Eandis est le GRD qui compte le plus de clients à convertir (environ 860 000). La majeure partie de son réseau se situe sur l'axe principal du réseau B aux abords de la frontière néerlandaise. Il sera donc le dernier à convertir des clients. La conversion débutera dès 2019 puis accélèrera en 2025, soit deux ans après la conversion de Bruxelles, et bénéficiera donc d'un retour d'expérience de conversion à grande échelle.

Ores

A l'instar d'Eandis, Ores commencera à convertir ses clients dès 2019 et accélèrera la conversion en 2023 ; il pourra donc également bénéficier du REX de Bruxelles.

Synergrid a recommandé les dates suivantes de changement de gaz au sein d'une année :

- En dehors de la période de chauffe pour que les flux sur le réseau soient limités
- Le 1^{er} du mois pour faciliter la gestion des informations liées aux flux de gaz sur les réseaux par les distributeurs et fournisseurs, ainsi que le comptage et la facturation.

12.3.1.5 Gaz intermédiaire

Les spécifications relatives au gaz B+ sont intégrées dans la réglementation néerlandaise pour le gaz à destination de la Belgique et de la France depuis le 1^{er} avril 2016. Cela fait suite à une demande formulée par les parties prenantes françaises. Synergrid n'a pas pris part à cette demande car cette modification n'était pas nécessaire pour le déroulement de la conversion en Belgique, en raison de la législation de 1978, qui a introduit l'exigence que les appareils vendus soient compatibles aux deux gaz

12.3.1.6 Analyse de risques

Risque CO

Sur la base du plan de conversion actuel, une analyse des risques pour le consommateur final et son environnement, réalisée à la demande des autorités régionales bruxelloises, a conclu que le « *risque incrémental [d'émissions de CO₂] induit par la conversion n'est pas nul, mais reste beaucoup plus faible que le risque d'intoxication actuel* »¹¹⁶.

Risque de rupture d'approvisionnement

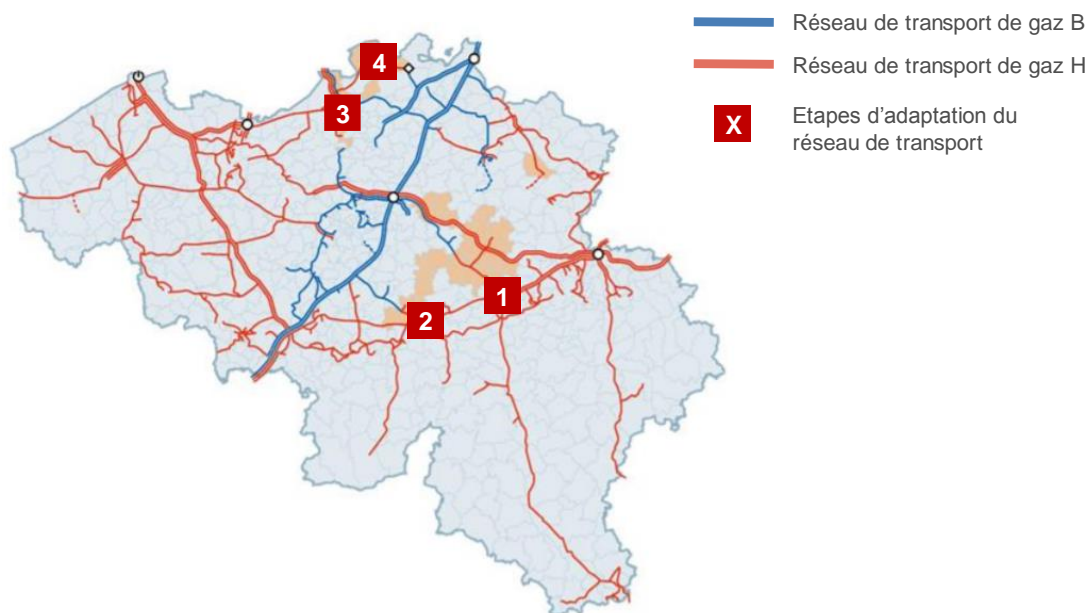
La Belgique n'a à ce stade pas prévu de plan de « secours » dans l'éventualité d'une baisse accélérée des volumes exportés par les Pays-Bas.

12.3.2 Choix techniques du GRT

12.3.2.1 Séquencement temporel

Fluxys séquencera la conversion de son réseau de transport en 3 grandes périodes :

De 2017 à 2019, l'injection de gaz H est prévue depuis des intersections existantes des réseaux B et H qui ne nécessitent que des adaptations limitées du réseau de Fluxys Belgium. Il s'agit des nœuds de Warnant Dreye (étape 1), de Beuzet (étape 2) et d'Antwerpen CGA (étape 3). Seule la conversion de la région de Brasschaat-Wuustwezel nécessite un nouveau poste de détente à Kalmthout (étape 4).



Source: SYNERGRID; Fluxys Belgium

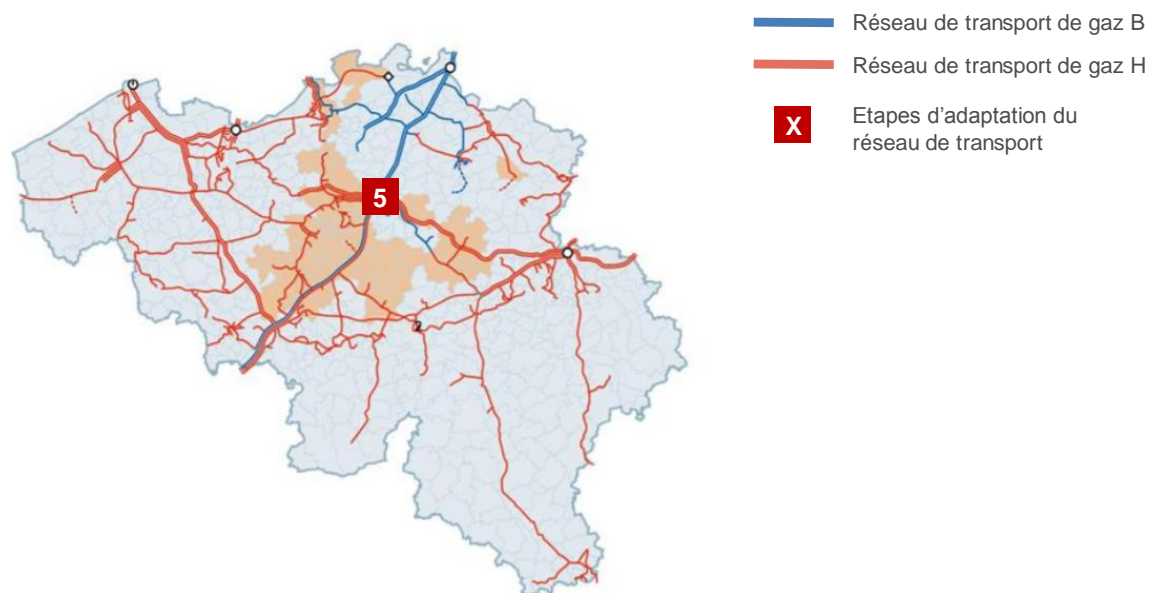
Illustration 51 : Carte de l'avancement attendu de la conversion sur le réseau de Fluxys à fin 2019

[Source : Fluxys]

Entre 2020 et 2024, le besoin en capacité de gaz H augmentera puisqu'il est prévu qu'environ la moitié du marché actuel de gaz B soit convertie durant cette période. Pour adapter son réseau, Fluxys construira de nouvelles infrastructures permettant la connexion entre le VTN (artère de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande), les réseaux de transport alimentant la région bruxelloise et les dorsales nord-sud en gaz B. A cet effet, des travaux sont prévus à la station de compression de

¹¹⁶ BRUGEL-AVIS-20170616-244, relatif à la problématique de conversion du réseau bruxellois de gaz naturel et adaptation des installations intérieures des consommateurs afin de fonctionner avec du gaz riche.

Winksele (étape 5). Il est à noter qu'une des deux dorsales au sud de Winksele sera convertie en gaz H à la fin de la période de conversion en Belgique, tandis que la seconde sera maintenue en gaz B jusqu'à ce que le projet de conversion en France se termine, afin de garantir la capacité de transport vers la France.

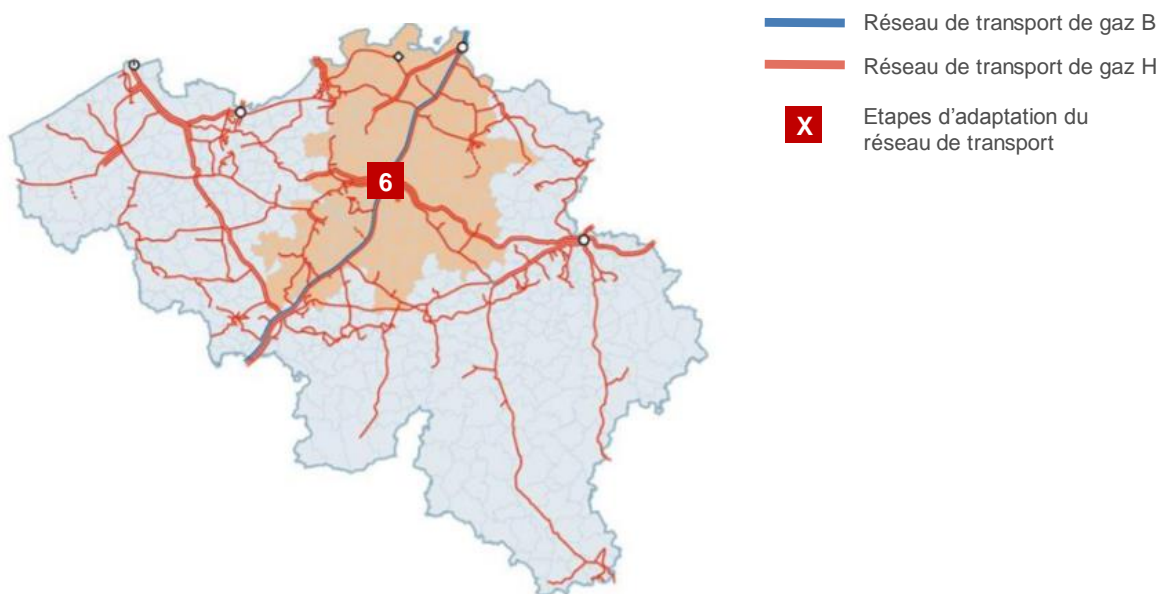


Source: SYNERGRID; Fluxys Belgium

Illustration 52 : Carte de l'avancement attendu de la conversion sur le réseau de Fluxys à fin 2024

[Source : Fluxys]

De 2025 à 2029, la conversion du marché belge se poursuivra en remontant progressivement vers les points d'entrée du gaz B dans le pays à Poppel-Hilvarenbeek. La conversion progressive au gaz H d'une des deux dorsales vers le nord à partir de Winksele permettra la conversion de La Campine et de la région d'Anvers. Jusqu'à la fin du projet de conversion, la principale source de gaz H des secteurs convertis restera l'interconnexion de Winksele. La disponibilité du gaz H à Poppel et les besoins d'alimentation du réseau français en gaz B détermineront le besoin de renforcer cette interconnexion en fin de période de conversion. Une fois la conversion terminée en France, la seconde dorsale pourrait être convertie au gaz H.



Source: SYNERGRID; Fluxys Belgium

Illustration 53 : Carte de l'avancement attendu de la conversion sur le réseau de Fluxys à fin 2029

[Source : Fluxys]

12.3.2.2 Travaux sur le réseau

Les investissements de Fluxys pour la conversion au gaz H sont principalement de trois natures :

- Interconnecter les réseaux actuels de gaz H et B
 - o Adapter les stations situées aux points de jonction entre les canalisations B et H, en particulier entre la canalisation de gaz H Zeebrugge-Zelzatte/Eynatten et les dorsales de gaz B (ex : Winksele).
- Limiter la taille des zones à convertir
 - o Fluxys indique que « *la coordination entre Fluxys et les gestionnaires de réseau de distribution au sein de Synergrid a permis d'identifier des clusters pour que le processus de conversion puisse être phasé.* ».
 - o Par exemple, des travaux sur le réseau de transport sont nécessaires pour créer un point d'approvisionnement supplémentaire de Bruxelles en gaz B qui permette à Sibelga de convertir son réseau par phases. C'est l'objet de la nouvelle canalisation entre Maleizen et Jesus-Eik, qui aura également pour fonction de répondre aux besoins de capacité futurs pour alimenter l'agglomération.
- Séparer les réseaux B et H
 - o Créer des séparations entre des parties du réseau comprenant du gaz de différentes qualités ou à des pressions différentes (par exemple en doublant les robinets d'isolement).

12.3.3 Choix techniques des GRD

12.3.3.1 Sous-sectorisation

Lors de l'élaboration du plan de conversion, les GRD ont initialement convenu d'effectuer le changement de gaz par sous-secteur d'environ 10 000 clients. La contrainte principale conduisant à ce chiffre était de permettre de réaliser l'ensemble des actions nécessaires sur le réseau et chez les clients dans un

délai raisonnable : coupures de gaz, adaptation d'appareils, réglage de la pression. Cependant, Synergrid considère que cette contrainte n'a plus lieu d'être dans le cadre opérationnel défini actuellement, notamment parce que le périmètre de responsabilité des GRD est limité, donc ils n'auront pas à couper le gaz aux clients qui n'ont pas démontré que leurs appareils ont été adaptés ; et parce que les appareils vendus en Belgique depuis 1978 sont compatibles au deux gaz, et leur fonctionnement à 20 au lieu de 25 mbar ne présente pas de risque. Ainsi, Sibelga prévoit de convertir les clients par sous-secteur de taille pouvant aller jusqu'à 200 000 clients.

12.3.3.2 Processus technique

Les modalités opérationnelles de ce processus telles que définies par le plan actuel sont différentes du cas français, car les clients belges sont directement responsables de l'ensemble des travaux à réaliser chez eux, et doivent donc organiser les visites de « vérification » et d'adaptation eux-mêmes.

Du point de vue technique, le processus prévu chez les clients en Belgique consiste en une première visite dite de « vérification » de l'état des appareils du client, qui permet d'identifier les réglages éventuellement nécessaires. Ces réglages peuvent être effectués lors d'une visite ultérieure, ou parfois immédiatement, car aucune pièce de rechange n'est en théorie nécessaire pour les appareils vendus à partir de 1978.

De plus, comme la réglementation prévoit une visite obligatoire de contrôle périodique de chaque chaudière à gaz tous les 2 ou 3 ans selon les régions, Synergrid recommande de coupler la visite de vérification et d'adaptation avec celle du contrôle périodique. Ainsi, Synergrid ne prévoit pas de visite supplémentaire au contrôle périodique pour la très grande majorité des appareils¹¹⁷.

Il est recommandé que le technicien qui valide la conformité au gaz H des installations de gaz d'un client lui remette un rapport de visite. Cependant, ni le client ni le technicien n'est tenu de l'envoyer au GRD. Comme l'adaptation des appareils relève de la responsabilité des clients, le GRD ne prévoit pas de contrôle systématique de conformité.

Par ailleurs, le GRD règle la pression avant le changement de gaz. Ce réglage se fait soit sur le régulateur domestique situé sur le raccordement du client, soit de manière centralisée au niveau des postes de détente alimentant les réseaux 25 mbar.

¹¹⁷ Pour la catégorie d'appareils dite « I2E(R) », il peut cependant être nécessaire de faire le réglage dans un délai court avant ou après l'adaptation. Mais ces appareils se trouvent très rarement chez les clients résidentiels car ils sont principalement de puissance supérieure à 70 kW. Pour les chaudières à condensation, Synergrid identifie la nécessité de faire deux réglages (un avant et un après le changement de gaz), et recommande de les faire à l'occasion de deux visites d'entretien périodique (qui sont espacées de 2 à 3 ans)

	Réseau de distribution <i>[amont compteur clients]</i>	Installations intérieures <i>[aval compteur clients]</i>
Responsable	GRD	Clients
Travaux nécessaires	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Travaux sur le réseau <ul style="list-style-type: none"> – Exemple : maillage/démaillage du réseau, renforcement du réseau, remplacement de pièces etc ▪ Réglage pression compteur <ul style="list-style-type: none"> – Clients reliés au réseau BP : réglage au niveau des postes entre réseaux MP et BP – Clients raccordés au réseau MP (ou BP 100 mbar) : le GRD réalise le changement de détendeur à sa charge chez le client 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ « Vérification » / checkup <ul style="list-style-type: none"> – Les consommateurs ont la responsabilité de faire vérifier leurs appareils à gaz (chaudières, chauffe-eau, cuisinières et cheminées décoratives) par un technicien habilité. – Ils ont pour recommandation de coupler cette vérification avec la visite annuelle afin d'économiser les frais de déplacement. – Certains fournisseurs ne prévoient pas de facturer la vérification pour les appareils qu'ils entretiennent : « le check-up est inclus dans l'entretien régulier » ▪ Adaptation et remplacement d'appareils non adaptables <ul style="list-style-type: none"> – La visite d'adaptation peut être couplée avec la visite de vérification

Source: Luminus – *Passage du gaz pauvre au gaz riche*, l'Echo, ORES – *Le gaz qui change*, Remeha - *Que signifie la conversion au gaz riche pour vous en tant que technicien habilité?*, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 54 : Tableau des responsabilités respectives du GRD et des clients

12.3.3.3 Modalités de contractualisation

Comme ils sont responsables de l'adaptation de leurs installations intérieures, les clients contractualisent directement avec un prestataire de leur choix. Afin de faciliter cette démarche, les acteurs impliqués dans le processus fédéral de communication (administrations fédérale et régionales, GRDF, Gas.be) mettent à leur disposition des informations à destination des clients, notamment sur leur site web.

Ces acteurs préconisent aux clients 3 types de prestataires pour la vérification, et si nécessaire l'adaptation ou le remplacement de leurs appareils :

- Les techniciens agréés en combustible gazeux qui procèdent à l'entretien périodique des installations :
 - o Ces techniciens ont suivi une formation spécifique. Leur niveau de certification détermine sur quels appareils ils sont agréés pour intervenir¹¹⁸
 - o Une liste de ces techniciens agréés est disponible publiquement sur chaque région. A titre d'exemple, l'AWAC - Agence Wallonne de l'Air et du Climat - a publié sur son site web une liste des ~3 800 techniciens agréés pour l'adaptation sur sa région. Sur la région wallonne, le ratio de clients à convertir par technicien agréé est donc de ~ 130. Il convient de noter que le marché de l'adaptation est dominé par les petites entreprises, bien que certains acteurs, disposent de plusieurs dizaines de techniciens agréés. Ainsi, environ

¹¹⁸ 3 niveaux existent : GI (Gaz niveau 1 : Interventions limitées aux générateurs de type unit, c'est-à-dire dont le brûleur est indissociable et a été préalablement réglé par le fabricant), GII (Gaz niveau 2 : Interventions sur tous les générateurs alimentés en combustible gazeux, qu'ils soient de type unit ou équipés d'un brûleur pulsé pouvant être dissocié de la chaudière) et DA (Diagnostic approfondi : relatif aux installations de chauffage central d'une puissance inférieure ou égale à 100 kW, équipées d'un seul générateur de chaleur alimenté en combustible liquide ou gazeux)..

75% des prestataires agréés pour l'adaptation travaillent pour le compte d'entreprises ayant moins de 10 techniciens agréés.

- Les techniciens des fabricants d'appareils consommant du gaz, comme Viessmann ou Elco.
- Les distributeurs officiels désignés par les fabricants d'appareils, comme les réseaux de techniciens StaTec et Proactif, recommandés par le fabricant Viessmann.

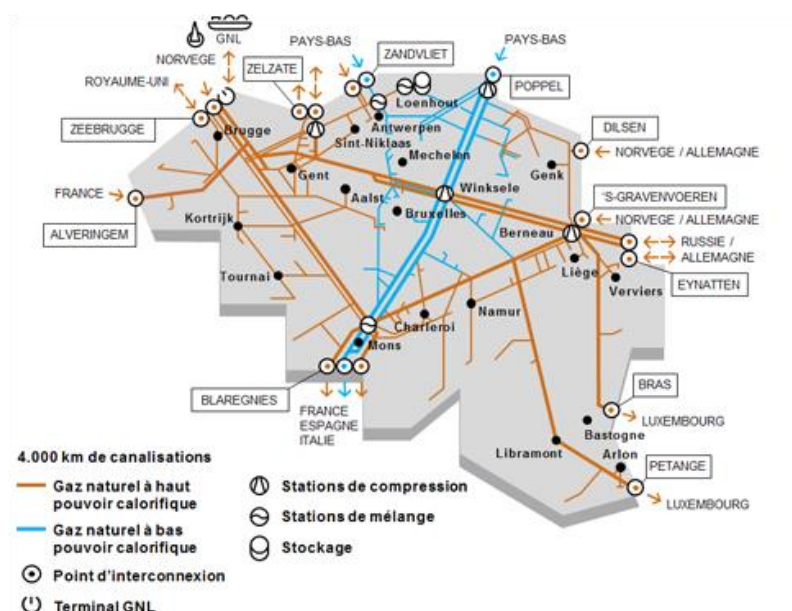
12.3.4 Coûts du projet

12.3.4.1 Présentation générale des coûts

Synergrid estime le coût total maximal du projet de conversion à 500 M€¹¹⁹.

En se fondant sur des données de source publique belge et des estimations de la structure de la clientèle en gaz B issues du plan de conversion français, E-CUBE estime le montant entre ~350 M€ et ~500 M€, qui se répartissent de la manière suivante :

- GRT : ~50M€ pour les travaux sur le réseau de Fluxys (estimation Fluxys)



Coûts pour Fluxys : 50 M€

- 15 M€ pour interconnecter les canalisations de gaz H Zeebrugge-Zelzatte/Eynatten et les dorsales de gaz B. Ces coûts sont concentrés sur 2018-19 pour permettre la conversion de la zone au sud de Winksele en 2020.
- 25 M€ pour renforcer certaines stations de détente.
- 10 M€ pour ajouter des séparations entre des parties du réseau comprenant du gaz de différentes qualités ou à des pressions différentes.

Illustration 55 : Estimation des coûts de conversion pour Fluxys [M€ ; 2015 – 2029]¹²⁰

- GRD : ~200 M€ (estimation Synergrid), principalement pour le remplacement de régulateurs de pression individuels.
- Clients raccordés au réseau de distribution : ~90 à ~250 M€ (estimation E-CUBE sur la base d'hypothèses de coûts de source publique et d'hypothèses de structure de la clientèle en gaz B issues du plan de conversion français)

¹¹⁹ Le chiffre de 500 M€ est un montant maximum évalué par Synergrid (source : Standaard.be). Une estimation préliminaire de 700 M€ avait été émise par Synergrid en 2008, mais ce chiffre ne fait plus référence aujourd'hui.

¹²⁰ Coûts non actualisés

- Clients raccordés au réseau de transport : ~2M€ (hypothèse de 10 k€ par client issue du cas français, pour 194 clients raccordés au réseau de transport¹²¹).

12.3.4.2 Incertitudes sur le coût pour les clients

Les coûts pour les clients dépendent de deux paramètres encore très incertains :

- Le taux d'appareils à adapter
- Le taux d'appareils à remplacer

Sibelga a effectué une enquête par échantillonnage sur la région de Bruxelles, dont voici les principaux résultats :

- ~ 875 000 appareils à vérifier pour ~500 000 clients, soit environ 1,8 appareils par client
- ~48 000 appareils à régler, soit un taux d'adaptation de 5,5%
- ~16 000 appareils à remplacer, soit un taux de remplacement de 1%

Selon d'autres sources, 600 000 clients pourraient être concernés par le réglage des appareils lors de la conversion, ce qui représente 37,5% du parc alimenté en gaz B.

	Estimation faite	Commentaires	Risques
Taux d'appareils à adapter	Incertitudes importantes - Source Brugel: taux estimé à 5,5% (48 000 appareils à Bruxelles selon une enquête par échantillonnage ¹⁾) - Source Poelaert: taux estimé 37,5% (600.000 clients concernés ²⁾)	Appareils à adapter : tous les appareils I2E(R) ainsi que les appareils I2E(S) dont les scellés ont été brisés par l'installateur afin de modifier les réglages d'usine pour fonctionner de manière optimale avec le gaz B	Le taux d'appareils pourrait être important car lors de l'installation, la majorité des installateurs modifient les paramétrages d'usine des appareils I2E(S), malgré l'interdiction de le faire.
Taux d'appareils à remplacer	- Source Brugel : taux estimé à 1% (16 000 appareils à Bruxelles selon une enquête par échantillonnage)	La loi impose que tous les appareils vendus en Belgique depuis 1978 soient compatibles avec les gaz B et H.	Ce taux de 1% pourrait être sous-estimé si l'échantillon de Bruxelles n'est pas représentatif des autres secteurs concernés (secteurs plus ruraux par exemple)

- 1) Estimé sur 875.000 appareils pour 500.000 clients – Constitue une fourchette base car il peut y avoir plusieurs appareils à adapter par clients
 2) Estimé sur la base de 1,6 millions de clients

Source: : Brugel – Avis sur le plan d'investissements pour le gaz naturel, proposé par le Gestionnaire du réseau de distribution bruxellois, SIBELGA, pour la période 2017 – 2021, Poleart, Certigaz

Illustration 56 : Estimations des taux d'appareils à régler et à remplacer

12.3.4.3 Financement

Le gouvernement fédéral a proposé la création d'un fonds national pour financer le projet de conversion. Un comité de concertation s'est tenu le 6 septembre 2017 entre les régions et le gouvernement fédéral pour discuter de la mise en place de ce fonds¹²².

Cependant, le financement du fonds fait l'objet de divergences en raison de la répartition inégale du nombre de clients à adapter entre les régions :

- La Wallonie et Bruxelles-Capitale y sont opposées car elles représentent respectivement ~10% et ~30% des clients à convertir.
- La Flandre y est favorable (60% des clients à convertir)

¹²¹ Source : CREG - Etude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique, Septembre 2017

¹²² Source : entretien avec Mr Crucke (ministre Wallon de l'Energie)

Ainsi, la ministre Fédérale de l’Energie Marie-Christine Marghem a déclaré que « *le gouvernement fédéral (compétent pour le transport du gaz) n’interviendra pas pour les coûts des gestionnaires régionaux des réseaux de distribution. Cela n’est pas prévu par la loi* ».

12.4 Projet de conversion en Allemagne

12.4.1 Eléments généraux

12.4.1.1 Elaboration du plan de conversion

En Allemagne, la première version du plan de conversion a été publiée en 2014, dans le cadre du plan de développement du réseau de transport de gaz, par la FNB (association des GRT allemands), qui a reçu la responsabilité de l’élaborer. Outre les GRT, la conception du plan a impliqué l’ensemble des parties prenantes du projet à l’occasion d’une consultation publique du régulateur fédéral, la Bundesnetzagentur (BNetzA). Les GRT ont notifié les GRD des dates prévues de conversion des différents secteurs.

Bien que le plan de conversion propose un calendrier pour tous les secteurs concernés jusqu’à 2030, les GRT se laissent une certaine flexibilité sur le calendrier et les choix techniques de conversion pour les secteurs à convertir à moyen terme.

En parallèle de l’élaboration du plan de conversion, plusieurs bases légales et organisationnelles ont été établies pour le projet :

- Base légale : les GRD et les GRT sont responsables juridiquement et financièrement du processus de conversion. Le coût de conversion leur est compensé par le biais d’une contribution perçue sur les réservations de capacités de transport dans l’ensemble du pays.
- Mise en place des processus et du marché : le DVGW, Association Allemande du Gaz et de l’Eau, a mis en place une certification permettant de structurer la filière des prestataires sur le marché de conversion. Il a de plus développé une base de données recensant les installations.
- Convention entre opérateurs pour la conversion : une convention a été signée entre chaque GRD et les GRT concernés afin de définir les rôles et responsabilités des parties.

12.4.1.2 Rôles et responsabilités

En Allemagne, les acteurs concernés sont nombreux en raison du caractère fédéral du gouvernement et de l’administration, et du grand nombre de gestionnaires de réseau.

Acteurs	Rôle	Principales responsabilités ²⁾
Bundesnetzagentur (BNetzA)	Régulateur fédéral	<ul style="list-style-type: none"> Contrôler les coûts des opérateurs de réseaux Développer le plan de conversion national (en collaboration avec la FNB)
Regulierungskammer	Régulateurs régionaux	<ul style="list-style-type: none"> Contrôler les coûts des opérateurs de réseaux (limités à leur Land)
FNB Gas	Association fédérale des GRT de gaz	<ul style="list-style-type: none"> Coordonner les échanges entre les GRT de gaz Développer le plan de conversion national
Transporteurs de gaz		<ul style="list-style-type: none"> Proposer une feuille de route détaillée de conversion sur chaque réseau Préparer les réseaux de transport pour la conversion
ARGE EGU	Association des GRD concernés par la conversion	<ul style="list-style-type: none"> Centraliser les documents des GRD et leur démarches Créer des synergies dans les opérations de conversion
DVGW	Association du gaz et de l'eau, chargée de la réglementation et de la normalisation technique	<ul style="list-style-type: none"> Contrôler techniquement la conversion Certifier les entreprises qui entrent dans le processus de la conversion
Distributeurs de gaz ¹⁾		<ul style="list-style-type: none"> Assurer la bonne exécution du projet Sélectionner et suivre les prestataires de gestion de projet, recensement, adaptation, contrôle qualité
Prestataire de gestion de projet ¹⁾		<ul style="list-style-type: none"> Gérer le projet et de la coordination des équipes Gérer la communication
Prestataire de recensement et d'adaptation ¹⁾		<ul style="list-style-type: none"> Recenser et adapter tous les appareils au gaz dans les secteurs de conversion
Prestataire de contrôle qualité ¹⁾		<ul style="list-style-type: none"> Contrôler le recensement et l'adaptation par échantillonnage aléatoire (10% des appareils convertis)
Clients « avec process »		<ul style="list-style-type: none"> Procéder aux opérations d'adaptation des appareils

1) Les GRD peuvent choisir ou non d'externaliser les activités de gestion de projet, de recensement, d'adaptation et de contrôle qualité. Dans la pratique, les 3 dernières le sont toujours, mais pas toujours la gestion de projet

2) Liste non exhaustive

Source: BNetzA, FNB, Leitfaden Marktraumumstellung, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 57 : Répartition des rôles et responsabilités sur le plan de conversion en Allemagne

Les fabricants d'appareils consommant du gaz ne sont pas légalement obligés de contribuer au projet de conversion. Pourtant, on observe que leur contribution est réelle, en partie par souci d'image de marque et par opportunité commerciale. Ils sont ainsi impliqués pour :

- Décrire le processus technique nécessaire pour adapter leurs appareils.
- Fournir les pièces de rechange nécessaires.

12.4.1.3 Calendrier de conversion

Comme pour la France, le plan allemand prévoit une décroissance régulière de la consommation de gaz B d'ici à 2029, de ~250 TWh/an en 2017 à ~20 TWh/an en 2030. A cette date, la production domestique permettra d'approvisionner les secteurs restants en gaz B.

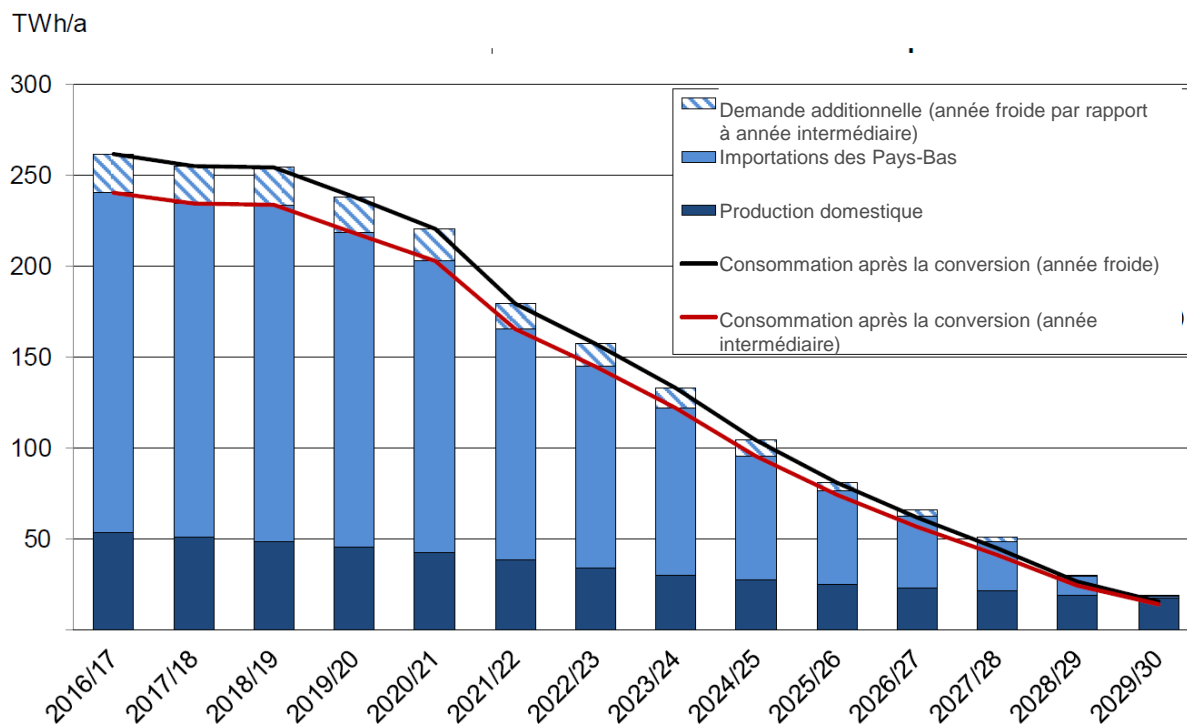
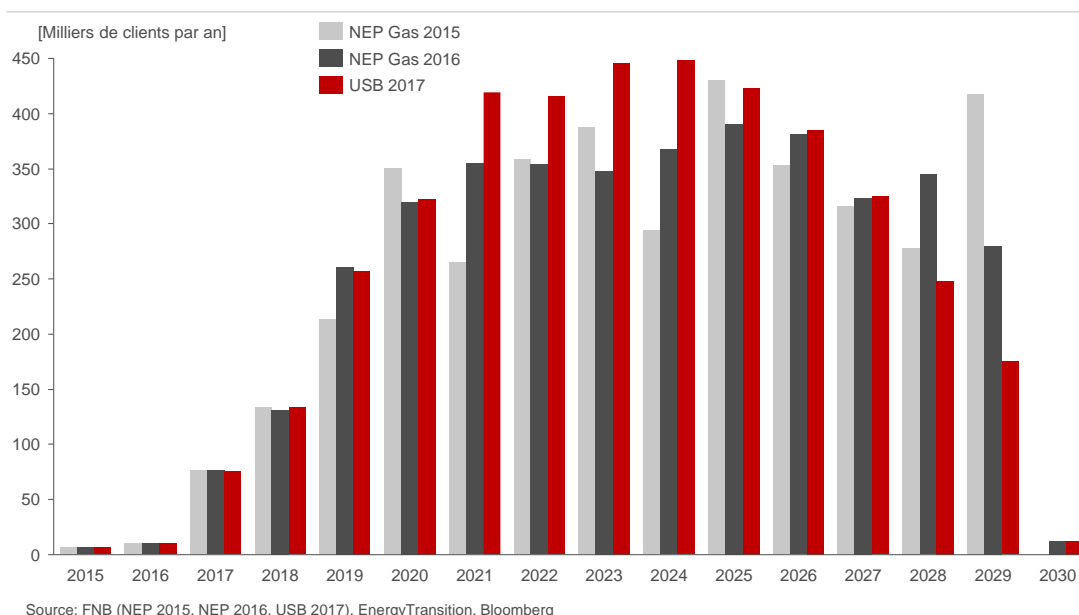


Illustration 58 : Consommation annuelle de gaz B en Allemagne selon le plan de conversion de la FNB
 [TWh/an ; 2016-2030]

Le calendrier proposé par la FNB a été accéléré chaque année depuis 2014, pour les raisons suivantes :

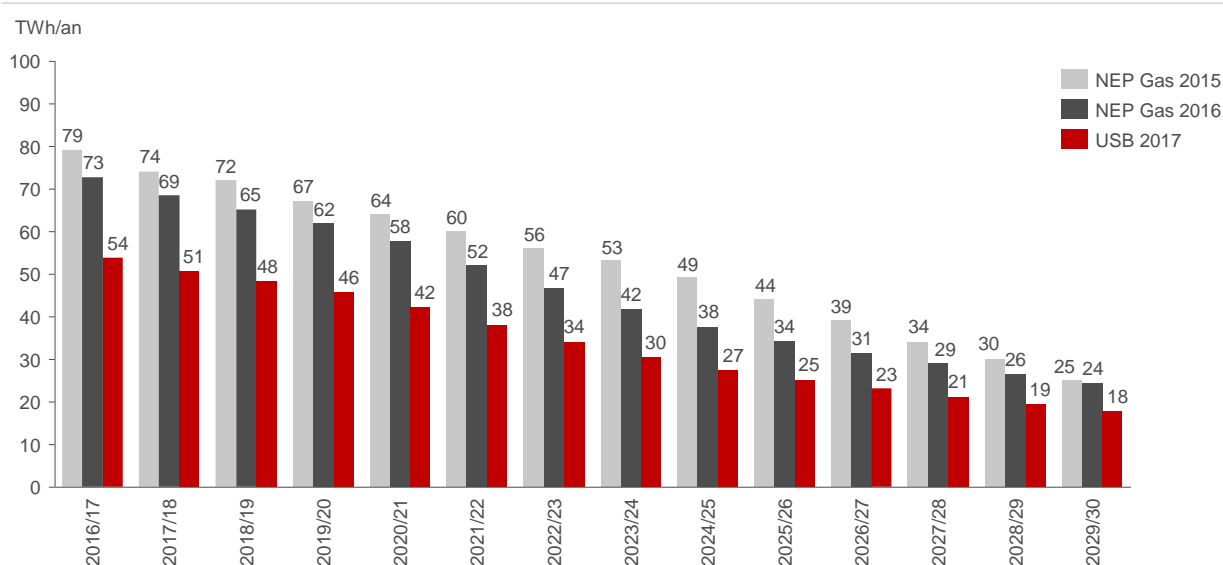
- Annonces successives de réduction de la production aux Pays-Bas: la dernière en date est la baisse de production du champ Groningue de 10% à partir d'octobre 2017.
- Baisse annuelle des prévisions de production domestique.

Le calendrier 2017 prévoit un rythme maximal annuel de conversion de ~450 000 clients.



Source: FNB (NEP 2015, NEP 2016, USB 2017), EnergyTransition, Bloomberg

Illustration 59 : Rythme de conversion des clients au gaz H dans les plans de développement du réseau de transport (NEP gas et USB) de 2015 à 2017 [clients/an ; 2015-2030]



Source: FNB, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 60 : Estimation de la production allemande de gaz B dans les plans de développement du réseau de transport (NEP gas et USB) de 2015 à 2017 [TWh/an ; 2016-2030]

12.4.1.4 Gaz intermédiaire

L'Allemagne n'utilisera pas de gaz intermédiaire (type « B+ ») pour des raisons techniques :

- Le gaz B allemand provient de plusieurs sources, dont des champs domestiques de qualité B.
- Le gaz B importé des Pays-Bas par Oude Statenzijl B provient directement de Groningen sans passer par une étape intermédiaire d'enrichissement

En conséquence, le délai d'adaptation de certains appareils sera plus restreint qu'en France en raison de la plus forte différence d'indice de Wobbe entre le gaz B et le gaz H.

12.4.1.5 Financement pour les clients « avec process »

En dessous de 5 000€, c'est l'opérateur de réseau qui est chargé de valider les coûts compensés aux clients « avec process » ; pour un montant supérieur à 5 000€ cette validation est à la charge du régulateur (cette règle vaut pour les clients « avec process » raccordés au réseau de distribution aussi bien que de transport).

12.4.1.6 Plan alternatif en cas d'arrêt prématuré de la production de gaz B

L'Allemagne n'a pas prévu de plan alternatif dans le cas où l'approvisionnement en gaz B des Pays-Bas décroîtrait plus vite ou s'arrêterait plus tôt que prévu.

Dans ce cas, il pourrait être envisagé de mettre en place des stations de conversion gaz B / gaz H à l'échelle locale, mais le délai entre la prise de décision et la mise en place effective de ces unités de conversion est long : 3 à 4 ans pour les procédures administratives et réglementaires. Des projets de conversion de gaz par mélange avec de l'air ou de l'azote ont déjà été menés à petite échelle.

12.4.1.7 Dimensionnement de la phase pilote

Les opérateurs ont pris en compte les paramètres suivants pour choisir les secteurs pilotes :

- Taille des secteurs : le nombre d'appareils à convertir doit être suffisant pour pouvoir avoir un REX exploitable, mais la zone doit être assez petite pour limiter les risques et faciliter la récupération d'information.
- Facilité d'accès au réseau gaz H : les zones proches des intersections entre les réseaux gaz B gaz H sont privilégiées, pourvu que la capacité de la canalisation H soit suffisante pour supporter la charge supplémentaire.
- Maillage du réseau local : la branche de réseau B à convertir doit pouvoir être facilement isolée du reste du réseau B

12.4.1.8 Avancement du projet

L'Allemagne est le pays le plus avancé dans la conversion de son réseau. Deux projets pilotes de conversion ont en effet déjà été réalisés avant 2017, à Schneverdingen (~ 6 000 clients en 2015) puis à Walsrode et Fallingbostal (~ 10 000 clients en 2016). A la suite de ces deux secteurs pilotes, plus de 75 000 clients doivent être convertis en 2017.

Années	Lieux	Nb de clients ¹⁾
2015	Schneverdingen	6 400
2016	Walsrode (Stadtwerke Böhmetal) / Fallingbostal (Avacon)	9 600
Avril 2017	Teutoburger Wald 1 (Projet Hilter)	1 600
Mai-juillet 2017	Hüthum	8 000
Juin-octobre 2017	Bremen / Delmenhorst	12 000
Avril-septembre 2017	Nienburg / Neustadt / Hannover Nord	35 200
Octobre 2017	Achim	18 400

1) Nous avons appliqué le facteur standard de 1,25 entre le nombre de clients et le nombre d'appareils (Source : Tender « Project mangement & quality assurance for the L/H Gas-Adjustment project » - Stadtwerke Böhmetal GmbH) ; 2) Budget distribution uniquement ; 3) 780 M€₂₀₁₇, 1,6 M de clients ; 4) Prévisions Stadtwerke Achim
 Source: FNB, Open Grid MRU (Avril 2017), Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 61 : Secteurs convertis en Allemagne entre 2015 et 2017

12.4.2 Choix techniques des GRT

Nous présentons ici le cas de Gasunie Deutschland, qui est l'un des principaux GRT impliqués en Allemagne.

12.4.2.1 Séquencement temporel

Le séquencement temporel des conversions sur le réseau de Gasunie Deutschland suit une logique similaire à celle de GRTgaz, c'est-à-dire qu'il est prévu de commencer par convertir les tronçons en « bout de réseau » puis de se rapprocher petit à petit du point d'importation du gaz B.

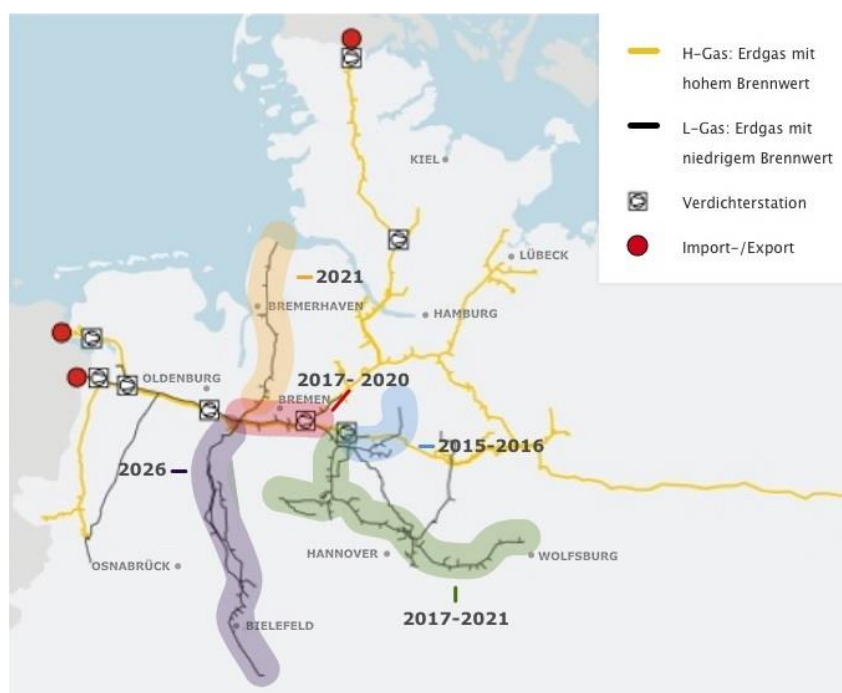


Illustration 62 : Carte et planning de la conversion du réseau de transport de gaz B de Gasunie Deutschland

12.4.2.2 Conversion des clients raccordés au réseau de transport

Les principes de conversion de Gasunie Deutschland pour les clients raccordés au réseau de transport sont similaires à ceux que souhaite mettre en place GRTgaz.

Le GRT procède au changement de gaz pendant la semaine et informe les clients de l'arrivée du front de gaz pour leur permettre de prendre les dispositions nécessaires. Pour cela, Gasunie utilise un logiciel de simulation permettant de suivre l'avancement du front de gaz par intervalles de 30 minutes.

12.4.3 Choix techniques des GRD

12.4.3.1 Sous-sectorisation

Les GRD allemands ont prévu de réaliser la conversion par sous-secteurs de 10 000 à 40 000 clients. Cette fourchette dépend cependant de l'infrastructure locale du réseau, et diffère entre secteurs. La principale contrainte pour la taille des sous-secteurs est le délai d'adaptation avant et après le changement de gaz ; cette contrainte est d'autant plus forte dans la situation actuelle où le nombre de techniciens qualifiés pour l'adaptation est limité.

A titre d'exemple, le GRD allemand Wesernetz a décomposé l'agglomération de Brême en 5 secteurs de taille comprise entre ~12 000 et ~62 000 clients qui seront convertis entre 2017 et 2021. Ces secteurs ont ensuite été subdivisés en 34 sous-secteurs de taille comprise entre 4 000 et 11 000 appareils.¹²³

12.4.3.2 Processus technique

Le processus technique prévu par l'Allemagne est similaire à celui prévu en France. Il comprend une étape de recensement au cours de laquelle un technicien agréé vérifie la conformité de l'installation chez le client, et une étape d'adaptation dans le cas où le client détient un appareil à régler. Chacune

¹²³ Source : Wesernetz, présentation annuelle de suivi du projet de conversion de gaz, avril 2017

de ces visites est éventuellement suivie d'une étape de contrôle, avec un taux d'échantillonnage aléatoire de 10%.

Deux différences techniques par rapport à la France sont cependant notables :

- Les réseaux gaz B et gaz H sont déjà à la même pression en Allemagne, ce qui distingue le pays de la France et de la Belgique, où il est nécessaire de changer l'ensemble des régulateurs domestiques et de régler des postes de détente sur le réseau, ce qui représente un coût supplémentaire. Cependant, le fait que la pression soit identique impose d'adapter en Allemagne la quasi-totalité des appareils consommant du gaz, contrairement à la France. En effet, en Allemagne, les appareils atmosphériques doivent aussi être adaptés car, sans réglage, le passage au gaz H induirait une sous-aération et donc un risque d'émissions de CO important. Pour chaque appareil atmosphérique, il est donc nécessaire de modifier le débit de gaz pour la combustion (modification du diaphragme, de l'injecteur, du brûleur...).
- Comme évoqué dans la partie 12.4.1.4, il n'est pas prévu de phase intermédiaire d'alimentation au gaz B+ avant le passage au gaz H, ce qui implique que certains appareils devront être adaptés dans un délai très court avant ou après le passage au gaz H. En effet, certains appareils réglés pour le gaz B et alimentés en gaz H pourraient émettre une quantité de CO supérieure au seuil recommandé par les fabricants, qui ne garantissent le bon fonctionnement de leurs appareils en mode dégradé que pendant quelques semaines.

12.4.3.3 Modalités de contractualisation

12.4.3.3.1 Activités sous-traitées

Le régulateur compense les coûts des GRD liés au projet sur présentation des factures : ceux-ci ont donc intérêt à externaliser le plus de travaux possibles. Par conséquent, ils ne conservent généralement que les tâches non externalisables, c'est-à-dire la coordination globale des prestataires et la communication avec les autres acteurs du projet (GRT, régulateurs, DVGW etc).

3 ensembles de tâches sont externalisées : le management de projet, le recensement / adaptation et les contrôles.

Management de projet

Missions du prestataire :

- Gérer le projet opérationnellement.
- Planifier les différentes étapes techniques.
- Coordonner les actions entre les prestataires.
- Communiquer les informations nécessaires aux clients et mettre en place une ligne téléphonique pour répondre à leurs questions.
- Gérer les systèmes informatiques (base de données des clients complétée des informations relatives au changement de gaz).

Le prestataire chargé du management de projet sur un secteur n'a pas le droit de réaliser le recensement et l'adaptation sur ce secteur.

Recensement et adaptation

Missions du prestataire :

- Au cours d'une première visite, enregistrer et inspecter les appareils consommant du gaz utilisés par les clients, afin de permettre l'identification du type d'adaptation à réaliser sur chaque appareil.
- Au cours d'une deuxième visite, adapter les appareils, avant ou après le passage au gaz H.
- Communiquer l'ensemble des informations au management du projet.

La très grande majorité des GRD mutualise les appels d'offres de recensement et d'adaptation, bien qu'ils n'en aient pas l'obligation. Cette mutualisation pourrait présenter les avantages suivants :

- Améliorer la qualité du recensement, ce qui limite les coûts d'adaptation (ex : éviter une visite supplémentaire nécessaire si les pièces de rechange n'ont pas été bien identifiées).
- Clarifier les responsabilités.

De plus, certains contrats entre GRD et prestataires de recensement et d'adaptation précisent que ces derniers n'ont pas le droit de vendre aux clients concernés d'autres produits ou services que ceux pour lesquels ils sont mandatés, pendant la durée du projet de conversion, et dans la zone du GRD¹²⁴. Cette clause contractuelle permet de limiter le risque de concurrence déloyale entre prestataires.

Les GRD contractualisent souvent avec plusieurs prestataires qui se voient confier différents lots de clients.

En cas de défaillance d'un prestataire, les contrats prévoient des pénalités, et tout ou partie des lots qui lui avaient été attribués peut être confiée à un autre prestataire. Les GRD interrogés n'ont pas établi de contrat avec un prestataire de secours.

La visite de recensement est systématique. Sur les cas observés, aucune auto-administration du recensement n'est proposée aux clients préalablement à la visite.

Pour atténuer le risque d'effraction au cours de ces visites, la plupart des GRD communiquent au client un code PIN individuel qui lui permet de confirmer que le prestataire qui se présente chez lui est bien celui missionné par le GRD.

Contrôles

Missions du prestataire : contrôler la qualité des prestations de recensement et d'adaptation par échantillonnage aléatoire (taux : 10%).

Cette prestation est parfois mutualisée avec celle de management de projet.

12.4.3.3.2 Disponibilité des prestataires

Certains acteurs doutent de la faisabilité du rythme de conversion ciblé en raison de l'insuffisance du nombre de prestataires de services. En 2015, l'ARGE EGU¹²⁵ prévoyait déjà un déficit de techniciens à partir de 2019 au plus tard, qui s'élèverait à plus de 200 techniciens en 2020 : « *The ARGE EGU is anticipating a personnel shortfall in 2018 or earlier, even if the companies hire more workers by 2017* ». Depuis, ce risque s'est accru avec l'accélération du plan de conversion en 2017 (passage du rythme maximal de 380k à 450k clients/an).

¹²⁴ Exception faite des contrats préexistants entre un prestataire et un client

¹²⁵ Association des GRD allemands concernés par la conversion gaz B-H

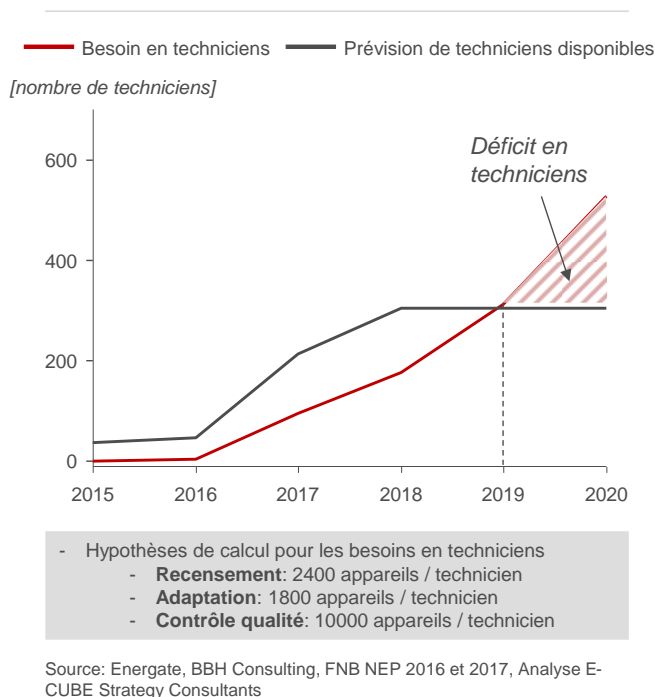


Illustration 63 : Nombre de techniciens certifiés pour la conversion disponibles et requis en Allemagne de 2015 à 2020 [# ETP]

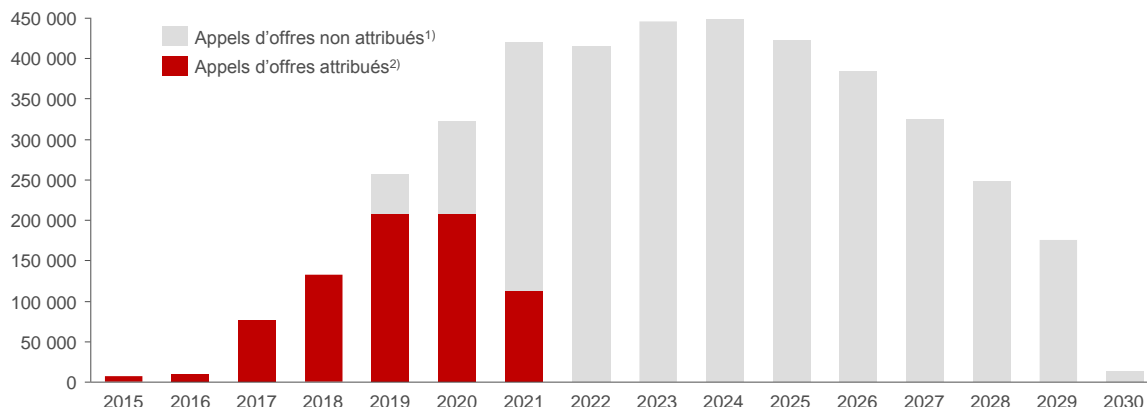
Cependant, il convient de noter que plusieurs éléments limitent la pertinence de cette comparaison en France :

- En Allemagne, les prestataires doivent être certifiés pour pouvoir participer aux appels d'offres.
- La part des appareils nécessitant une pièce de rechange est considérablement plus élevée.
- Le fait d'adapter une grande partie des appareils dans les 6 semaines avant ou après le changement de gaz exige un grand nombre d'intervenants sur une durée limitée.

12.4.3.3.3 Calendrier des appels d'offres

En Allemagne, les appels d'offres sont préparés jusqu'à 4 à 5 ans avant les opérations de conversion¹²⁶.

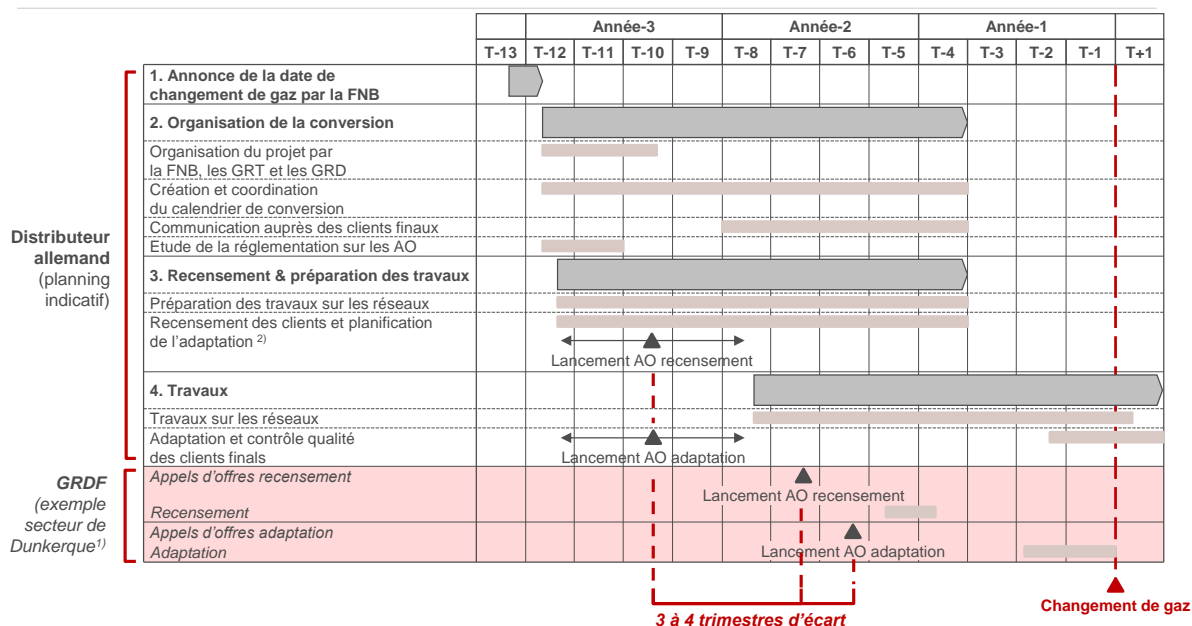
¹²⁶ Par exemple, Stadtwerke Verden a lancé les appels d'offres gestion de projet, contrôle qualité, recensement et adaptation en avril 2017 pour un changement de gaz prévu en août/septembre 2021



1) Chiffres de mars 2017 ; 2) Chiffres de novembre 2016
Source: FNB, Becker Büttner Held Consulting AG, Energate, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 64 : Nombre de clients à convertir en Allemagne par année et nombre pour lesquels les appels d'offres pour le recensement, l'adaptation et le contrôle qualité ont été lancés à date de mars 2017 [#clients ; 2015-2030]

Ainsi par comparaison à la France, le calendrier indicatif de conversion en Allemagne recommande un lancement des appels d'offres 3 à 4 trimestres plus tôt que le calendrier de la phase pilote de GRDF.



1) Le calendrier en phase de déploiement pourra être différent de celui prévu pour les secteurs pilotes, dont fait partie Dunkerque
2) Y compris commande de pièces

Source: BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Marktraumumstellung (30/06/2015), GRDF, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Illustration 65 : Planning indicatif de conversion par trimestre pour un distributeur allemand et pour GRDF

12.4.3.3.4 Modalités de contractualisation pour l'adaptation

Aucun des GRD allemands étudiés ne prend en compte les Prestataires Habituels d'Entretien (PHE) dans l'attribution des prestations de recensement/adaptation. Les discussions entre les GRD (au sein de l'ARGE EGU) et les PHE ont montré que ceux-ci n'étaient généralement pas intéressés par le marché du plan de conversion car :

- La marge réalisée au cours de ces opérations est trop faible
 - Les délais des prestations sont trop courts alors que les PHE ont déjà une charge de travail importante, qui est vouée à augmenter notamment pour remplacer les appareils non adaptables
- Comme précisé en 12.4.3.3.1, certains GRD interdisent aux entreprises certifiées missionnées de commercialiser d'autres produits ou services chez les clients raccordés à leur réseau au cours du projet de conversion.

12.4.3.4 REX des GRD sur les projets pilotes

12.4.3.4.1 *Eléments généraux*

Les premiers projets pilotes se sont passés sans problème technique ou organisationnel majeur. Cependant, l'année 2017 est celle où les premières villes de grande taille commencent à être converties (ex : Brême) et où le nombre de conversions augmente de façon significative.

En ce qui concerne les clients industriels raccordés au réseau de transport, aucun équipement n'a dû être remplacé à ce stade.

Le retour d'expérience du premier projet pilote à Schneverdingen était le suivant¹²⁷ :

- Eléments satisfaisants
 - La conversion s'est bien déroulée avec très peu d'appels de la part des clients à la suite du changement de gaz.
 - La communication a été efficace entre les parties prenantes (FNB, Gasunie Deutschland, Stadtwerke Schneverdingen, régulateurs).
 - L'affectation des missions de recensement et d'adaptation à plusieurs prestataires s'est bien déroulée.
 - Le management de projet s'est bien déroulé et les contrôles ont été réalisés tôt.
 - Le dépassement budgétaire a été minime.
- Eléments à améliorer
 - Clarifier la réglementation pour le préfinancement des kits de conversion (pièces à adapter, outils spécifiques etc).
 - Améliorer la logistique d'approvisionnement des pièces de rechange.
 - S'assurer que les prestataires soient disponibles pendant les vacances et les week-ends.
 - Augmenter le nombre de contrôleurs.

Le deuxième projet à Böhmetal a relevé les éléments positifs suivants²⁰ :

- Le front de gaz a atteint les industriels à l'heure communiquée à l'avance.
- Aucun client n'a refusé l'accès à ses installations aux prestataires, et un très faible taux de clients a dû être coupé par le GRD à cause d'absences répétées.

12.4.3.4.2 *REX quantitatif*

Les premiers secteurs ont aussi permis d'affiner certaines estimations pour la suite du projet :

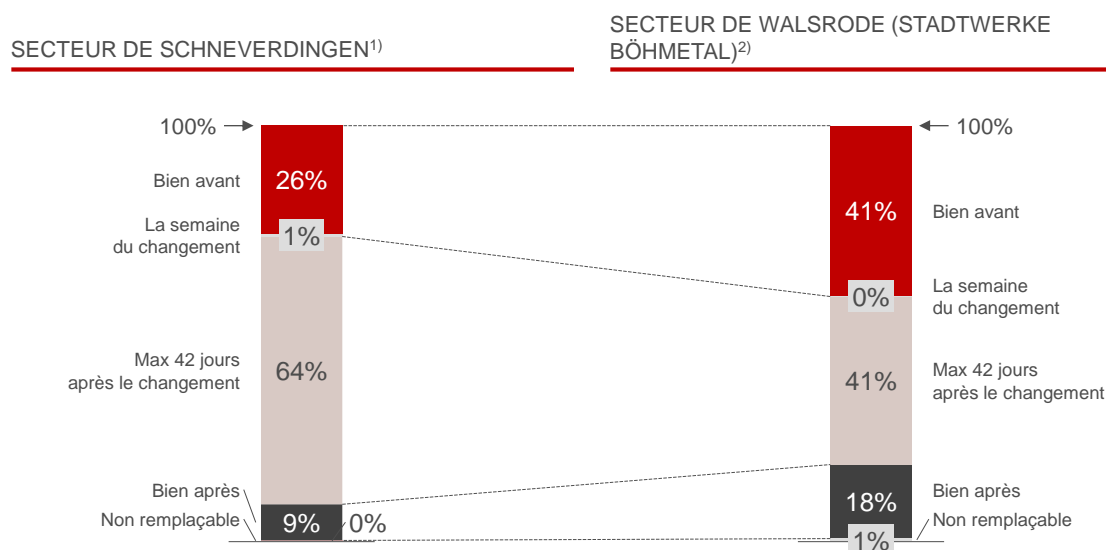
- Certaines visites ont dû être répétées : pendant la phase de recensement à Brême, les prestataires du recensement ont dû réaliser 3 visites pour 1% des clients¹²⁸.
- Trois cas d'effraction ont été constatés à Brême pour environ 3700 recensements.
- Le taux constaté d'appareils à remplacer est compris entre 0,2% et 2%. Le taux de remplacement le plus élevé a été constaté à Brême, qui est la première ville importante à être convertie.
- A Schneverdingen

¹²⁷ Source : FNB GAT 2016

¹²⁸ Source : Weser-Kurier, Bremen turns to a new gas - Politics and current news from Bremen

- il a été constaté un fort taux de pénétration des chaudières à condensation (~80% des chaudières)¹²⁹
- le front de gaz a mis entre 2 et 3 jours pour arriver en bout de réseau

De plus, les premiers projets ont montré que la majorité des adaptations se font après la date de changement de gaz : ~75% à Schneverdingen et ~60% à Böhmetal.



1) Sur un échantillon de 2 662 adaptations d'équipements réalisées par le prestataire U-Serv à Schneverdingen
 2) Sur un échantillon de 3 000 adaptations d'équipements réalisées par le prestataire U-Serv à Walsrode

Source: U-Serv, *Erfahrungsbericht Gasanpassung*, GAT Essen (novembre 2016)

Illustration 66 : Répartition du nombre d'appareils à convertir par date de conversion par rapport au changement de gaz à Schneverdingen et Böhmetal

12.4.3.4.3 Matérialisation du risque d'indisponibilité des prestataires

Le risque de d'indisponibilité de prestataires anticipé dès 2015 en Allemagne s'est matérialisé dès 2017 à cause du faible nombre d'entreprises certifiées et de la croissance du rythme de conversion. En effet, les entreprises certifiées sont missionnées sur plusieurs secteurs de conversion et parfois pour plusieurs services en même temps. Les premiers signes observés sont les suivants :

- A Brême, première ville de grande taille à être convertie, le nombre d'intervenants d'adaptation a dû être augmenté de 80 à 100 en raison de délais d'adaptation plus resserrés que prévus
- La Stadtwerke Rees, située à proximité de la frontière avec les Pays-Bas, a obligé ESK à augmenter le nombre d'adaptateurs expérimentés pour éviter un risque de retard des adaptations.

¹²⁹ Sources : Heidjers Stadtwerke, Gasunie

			MP Management de Projet	RA Recensement & Adaptation	CQ Contrôle Qualité							
GRD concerné	Année de conversion	Nombre d'appareils	GWl Essen	ESK	Semoring	Bohlen & Doyen	U-Serv	Gatter 3 Technik	Veolia industrie service	Enermess	Runkel	LPR
Gasversorgung Grafschaft Hoya	2017	2 600	MP CQ		RA	RA						
Celle-Uelzen Netz	2018	41 000	MP CQ		RA	RA	RA	RA				
Stadtwerke Lehrte	2019	12 000	MP CQ		RA	RA			RA			
Stadtwerke Achim	2017	18 100		MP				RA			CQ	
Stadtwerke Rees	2017	5 764		MP				RA				CQ
Stadtwerke Peine	2018	14 000		MP				RA		RA		CQ

Source: TED, Sites des GRDs et des municipalités, Weser-Kurier, Analyses E-CUBE Strategy Consultant

Illustration 67 : Exemples d'entreprises missionnées par les GRD allemands

12.4.4 Choix techniques des opérateurs de stockage

L'Allemagne compte 4 opérateurs de stockage en gaz B ; toutes les unités concernées sont des cavités salines, dont certaines sont connectées à la fois aux réseaux de gaz B et H. Comme le site de Gournay n'est pas une cavité saline mais un aquifère, la comparaison avec le cas allemand présente un intérêt limité du point de vue technique. Par exemple, les échanges thermodynamiques entre gaz coussin et volume utile sont nettement moindres dans un aquifère, ce qui peut justifier d'employer une méthode de vidage-remplissage sans balayage du gaz coussin.

Ces stockages de gaz jouent un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement en énergie de l'Allemagne. En effet, le débit de soutirage cumulé de ces stockages atteint 22 GWh/h, soit ~1/4 des besoins de pointe de la zone B allemande.

A l'issue de la conversion, les opérateurs de stockage auront deux possibilités : soit fermer leur unité de stockage, soit la convertir au gaz H. Cette décision dépendra principalement de facteurs techniques et financiers.

D'un point de vue technique, les opérateurs de stockage sont en général intéressés par la conversion car elle leur permet de stocker environ 10% d'énergie supplémentaire à volume équivalent. Cependant, l'opérateur risque de subir des pertes de performances lors du processus de conversion, notamment à cause du fluage¹³⁰, qui peut entraîner une perte irréversible de volume de stockage.

Par ailleurs, les conditions d'interface transport-stockage auront un impact sur la valeur du stockage :

- Nature des capacités de transport commercialisées : une part interruptible plus élevée réduirait la valeur du stockage.
- Pression du réseau de transport : si elle augmente, le volume utile du stockage diminuera.

Storengy Deutschland a été notifié en septembre 2017 que le site de Lesum devrait recevoir son premier gaz H en septembre 2021 faisant du site le premier stockage converti en Allemagne.

12.4.5 Coûts du projet

12.4.5.1 Montant et financement

Le coût total est estimé à 2,2 Mds€¹³¹ au maximum, dont ~70% pour les GRD.

Les coûts portés par les GRT et GRD leur sont compensés par une contribution perçue sur les réservations de capacités de transport dans l'ensemble du pays et sur les 2 zones de marché Gaspool et NCG. Ces coûts comprennent le réglage et l'adaptation des appareils chez les clients raccordés au réseau de transport et de distribution. En revanche, ils ne comprennent pas les coûts indirects,

¹³⁰ Diminution du volume des cavités salines en cas de sous-cyclage

¹³¹ Source : Haustechnik Dialog, the market revolution of L-to-H-gas, 2016

notamment les pertes de production pour les clients industriels.

Les clients « avec process » procèdent aux opérations de réglage et d'adaptation nécessaires, dont les coûts leur sont compensés sur la base de factures. Si le montant pour un client est inférieur à 5 000€, c'est l'opérateur de réseau qui est chargé de valider les coûts à compenser ; s'il est supérieur à 5 000€, cette validation est du ressort du régulateur.

Par ailleurs, les clients dont la chaudière n'est pas adaptable sont éligibles à une aide financière qui dépend de l'âge de l'équipement. De plus, les clients changeant un appareil au gaz (quel qu'il soit) à cause de la conversion sont éligibles à une prime de 100 €¹³² si le nouvel appareil ne nécessite pas d'adaptation. Les deux primes sont cumulables, versées par le GRD, et financées par le même mécanisme que les coûts d'adaptation.

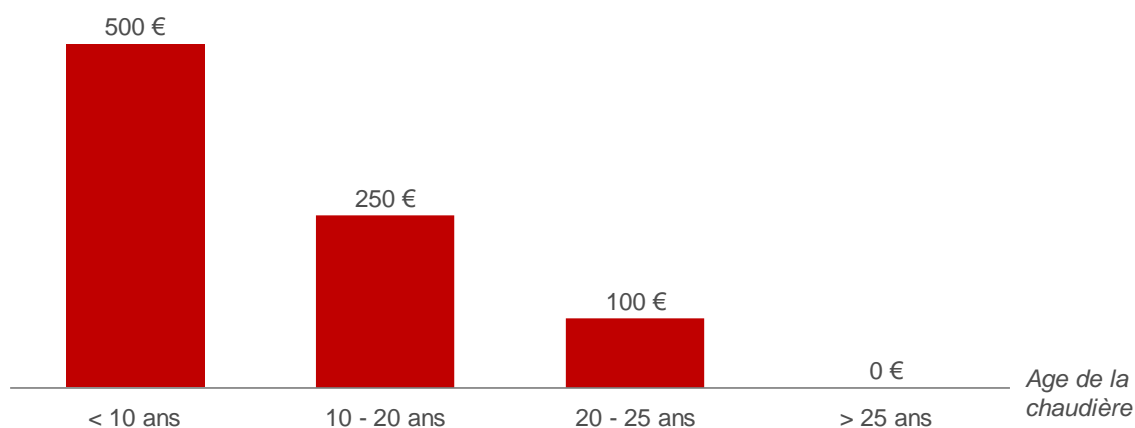


Illustration 68 : Aide financière à laquelle les clients allemands sont éligibles pour le remplacement d'une chaudière non adaptable [€]

12.4.5.2 Focus sur les coûts par opérateur

12.4.5.2.1 GRT

Gasunie Deutschland dépense en moyenne 500 000 €/an pour le projet de conversion, principalement en CAPEX.

Les coûts d'adaptation des clients raccordés au réseau de transport varient entre 2k et 150 k€/client, avec une moyenne de moins de 10 k€. Ces coûts dépendent de l'effort nécessaire pour réaliser l'adaptation (échange d'injecteurs, contrôle des émissions par les autorités, ajustement des turbines à gaz dans une centrale à gaz)

12.4.5.2.2 GRD

Le projet de conversion ayant déjà débuté en Allemagne depuis 2015, plusieurs appels d'offres (AO) relatifs aux étapes techniques de la conversion ont déjà été attribués par les GRD. Les prix estimés à date sont les suivants :

- Management de projet : entre 52 et 80€ par client.

¹³² À condition : que l'installation du nouvel équipement se fasse après la publication par le distributeur de la date de changement de gaz dans le secteur et avant la phase d'adaptation de ce secteur ; que le client prouve au distributeur que l'ancien équipement fonctionnait correctement et qu'il a acheté un nouvel équipement.

- Recensement et adaptation : entre 175 et 235€ par client recensé et adapté, avec l'hypothèse que 100% des clients doivent être recensés et 95% des clients ont des appareils nécessitant d'être adaptés
- Contrôles : entre 190 et 340€ par client contrôlé après le recensement et l'adaptation avec un taux de contrôles sur le recensement et sur l'adaptation estimé à ~10% du nombre total de clients.

Il convient de noter que le prix estimé des prestations « recensement et adaptation » a augmenté sensiblement entre début 2016 et fin 2017, ce qui peut s'expliquer par un ajustement des prix à la suite des premières expériences, ou par l'aggravation de la pénurie de prestataires.

12.4.5.2.3 Opérateurs de stockage

Le cadre réglementaire allemand concernant la conversion ne précise pas comment sera calculée la compensation des opérateurs de stockage ; aussi, des discussions sont en cours entre les opérateurs de stockage et la BNetzA pour en déterminer les modalités. En effet, les compensations se feront au cas par cas pour chaque opérateur et feront l'objet d'un accord spécifique avec la BNetzA qui devrait *a priori* compenser les CAPEX directs, par exemple les installations de surface, mais qui ne compensera ni les pertes de revenus, ni les dépenses liées au remplacement du coussin de gaz. Enfin, il n'a pas encore été déterminé si les compensations liées aux possibles pertes de performance lors de la conversion, que demandent certains opérateurs de stockage, seront prises en compte.

12.4.5.3 Régulation incitative

Le projet de conversion ne fait l'objet d'aucune régulation incitative particulière à date pour les GRD et GRT.

Liste des illustrations

Illustration 1 : Matrice de l'ensemble des facteurs de risques du projet Tulipe.....	18
Illustration 2 : Taille des sous-secteurs prévus par GRDF en nombre de clients actifs à convertir.....	27
Illustration 3 : Nombre de clients actifs gaz B convertis en France selon le plan de conversion.....	29
Illustration 4 : Nombre de clients actifs gaz B convertis en Allemagne, en France et en Belgique.....	30
Illustration 5 : Indice de Wobbe des qualités de gaz en France [kWh/m ³].....	31
Illustration 6 : Séquencement de l'adaptation par rapport au passage au gaz H pour les appareils nécessitant une adaptation.....	36
Illustration 7 : Informations pouvant faire l'objet d'une auto-administration du recensement.....	39
Illustration 8 : Nombre de visites prévues par GRDF chez les clients « sans process ».....	41
Illustration 9 : Extréma des niveaux de compétences que GRDF pourrait exiger des prestataires de recensement.....	44
Illustration 10 : Description des 4 modalités possibles pour la prise en charge de l'adaptation pour les clients particuliers.....	48
Illustration 11 : Processus détaillé pour la mise en place de la modalité 1 préconisée par GRDF : prise en compte du PHE avec contrat direct (source : GRDF).....	49
Illustration 12 : Avantages de la modalité 1 (contrat direct PHE-client).....	54
Illustration 13 : Risques de la modalité 1 (contrat direct PHE-client).....	56
Illustration 14 : Exemples d'entreprises susceptibles de répondre aux appels d'offres recensement et adaptation.....	59
Illustration 15 : Avantages <i>a priori</i> de la mutualisation des appels d'offres recensement et adaptation.....	61
Illustration 16 : Décomposition de l'estimation de coûts de conversion proposée par GRDF [M€ ; 2016-2029].....	66
Illustration 17 : Ajustements à la hausse par rapport au plan de conversion GRDF initial [M€ ; 2014-2029].....	66
Illustration 18 : Comparaison des OPEX estimées par GRDF avec les OPEX estimées par E-CUBE [M€ ; 2014-2029].....	68
Illustration 19 : Ajustements à la baisse recommandés par E-CUBE par rapport à l'estimation GRDF [M€ ; 2014-2029].....	69
Illustration 20 : Comparaison des coûts unitaires par activité dans l'estimation E-CUBE avec les prévisions des GRD allemands [M€ ; 2014-2029].....	69
Illustration 21 : Durée estimée de la visite de recensement.....	71
Illustration 22 : Hypothèses prises pour estimer la durée du recensement.....	72
Illustration 23 : Hypothèses prises pour estimer la durée de l'adaptation.....	73
Illustration 24 : Trajectoires de coûts dans l'estimation initiale proposée par GRDF et dans l'estimation E-CUBE [M€/an ; 2014-2031].....	76
Illustration 25 : Comparaison des trajectoires de coûts entre l'estimation initiale de GRDF et l'estimation E-CUBE [k€ ; 2014-2031].....	77
Illustration 26 : Trajectoire de coûts dans l'estimation GRDF [k€ ; 2014-2029].....	78
Illustration 27 : Trajectoire de coûts dans l'estimation E-CUBE [k€ ; 2014-2029].....	79
Illustration 28 : Ajustements entre l'estimation GRDF et l'estimation E-CUBE [k€ ; 2014-2029].....	80
Illustration 29 : Prix moyen d'une chaudière à condensation selon les études Anah et « Quelle énergie » [€].....	81

Illustration 30 : Impact sur les coûts de la variation du taux de client avec au moins un appareil à adapter [M€ ; 2014-2029]	83
Illustration 31 : Impact de la variation des coûts unitaires de recensement et d'adaptation [M€ ; 2014-2029].....	84
Illustration 32 : Impact sur les coûts de conversion de la variation du taux de clients avec process parmi les clients tertiaires [M€ ; 2014-2029].....	85
Illustration 33 : Impact sur les coûts de conversion de la variation du taux de croissance annuelle du nombre de clients en zone B [M€ ; 2014-2029]	86
Illustration 34 : Liste des communes de la phase pilote validée par l'arrêté ministériel du 10 juillet 2017	87
Illustration 35 : Avantages des secteurs pilotes choisis	87
Illustration 36 : Critères de sélection des secteurs pilotes par Gasunie Deutschland	88
Illustration 37 : Exemple de test sur le rythme maximal de recensement et d'adaptation	90
Illustration 38 : Estimation des coûts par client réalisée par Gazélec de Péronne [€/client].....	130
Illustration 39 : Estimation des coûts par client réalisée par la SICAE de la Somme et du Cambrasis [€/client]	131
Illustration 40 : Estimation d'OPEX par client relié au réseau MPB pour GRDF [€/client].....	132
Illustration 41 : Estimation du coût moyen par client de la conversion pour les ELD [€/client]	134
Illustration 42 : Comparaison de estimations de coûts par le Gazélec de Péronne et par E-CUBE [k€]	135
Illustration 43 : Comparaison des estimations de coûts par la SICAE de la Somme et du Cambrasis et par E-CUBE [k€].....	136
Illustration 44 : Comparaison des estimations de coût moyen entre les 3 GRD [€/client]	137
Illustration 45 : Leviers de performance industrielle pour GRDF et REX allemand correspondant	138
Illustration 47 : Nombre de clients actuellement alimentés en gaz B [Source : ENTSOG].....	163
Illustration 48 : Répartition par région et GRD des clients à convertir en Belgique [Source : Synergrid]	166
Illustration 49 : Calendrier indicatif de conversion par secteur et dorsale de gaz B [Source : Fluxys] 167	
Illustration 50 : Calendrier de conversion « indicatif » pour les différents GRD [Source : Synergrid].	168
Illustration 51 : Plan de conversion par zone de Bruxelles [Source : Sibelga].....	169
Illustration 52 : Carte de l'avancement attendu de la conversion sur le réseau de Fluxys à fin 2019 [Source : Fluxys].....	170
Illustration 53 : Carte de l'avancement attendu de la conversion sur le réseau de Fluxys à fin 2024 [Source : Fluxys].....	171
Illustration 54 : Carte de l'avancement attendu de la conversion sur le réseau de Fluxys à fin 2029 [Source : Fluxys].....	172
Illustration 55 : Tableau des responsabilités respectives du GRD et des clients.....	174
Illustration 56 : Estimation des coûts de conversion pour Fluxys [M€ ; 2015 – 2029]	175
Illustration 57 : Estimations des taux d'appareils à régler et à remplacer	176
Illustration 58 : Répartition des rôles et responsabilités sur le plan de conversion en Allemagne	178
Illustration 59 : Consommation annuelle de gaz B en Allemagne selon le plan de conversion de la FNB [TWh/an ; 2016-2030].....	179
Illustration 60 : Rythme de conversion des clients au gaz H dans les plans de développement du réseau de transport (NEP gas et USB) de 2015 à 2017 [clients/an ; 2015-2030]	180
Illustration 61 : Estimation de la production allemande de gaz B dans les plans de développement du réseau de transport (NEP gas et USB) de 2015 à 2017 [TWh/an ; 2016-2030].....	180
Illustration 62 : Secteurs convertis en Allemagne entre 2015 et 2017	181

Illustration 63 : Carte et planning de la conversion du réseau de transport de gaz B de Gasunie Deutschland.....	182
Illustration 64 : Nombre de techniciens certifiés pour la conversion disponibles et requis en Allemagne de 2015 à 2020 [# ETP].....	185
Illustration 65 : Nombre de clients à convertir en Allemagne par année et nombre pour lesquels les appels d’offres pour le recensement, l’adaptation et le contrôle qualité ont été lancés à date de mars 2017 [#clients ; 2015-2030]	186
Illustration 66 : Planning indicatif de conversion par trimestre pour un distributeur allemand et pour GRDF.....	186
Illustration 67 : Répartition du nombre d’appareils à convertir par date de conversion par rapport au changement de gaz à Schneverdingen et Böhmetal	188
Illustration 68 : Exemples d’entreprises missionnées par les GRD allemands	189
Illustration 69 : Aide financière à laquelle les clients allemands sont éligibles pour le remplacement d’une chaudière non adaptable [€].....	190

Acronymes et abréviations

ARGE EGU	<i>Association des GRD allemands concernés par la conversion gaz B-H</i>
ATRD	<i>Accès des tiers aux réseaux de distribution</i>
BAR	<i>Base d'Actifs Régulés</i>
BNetzA	<i>Bundesnetzagentur, régulateur fédéral allemand en charge de l'énergie</i>
BP	<i>Basse Pression : partie du réseau de distribution gaz sur laquelle la pression d'alimentation du gaz est inférieure ou égale à 50 mbar</i>
CAPEX	<i>Coûts d'investissement</i>
Client avec process	<i>Client utilisant le gaz dans le cadre d'un processus de production</i>
Client « sans process »	<i>Client qui n'utilise pas le gaz dans le cadre d'un processus de production. Il peut s'agir soit de l'occupant du logement ou local, soit du gestionnaire d'un parc de logements et locaux si un contrat collectif est souscrit (ex : bailleurs, collectivités, syndics)</i>
CETIAT	<i>Centre Technique des Industries Aéronautiques et Thermique</i>
CI/CM	<i>Conduite d'Immeuble / Conduite Montante : canalisation assurant la distribution du gaz à l'intérieur d'un immeuble</i>
Client improductif	<i>Client inactif n'ayant plus de compteur</i>
Client inactif	<i>Client ne consommant plus et n'ayant plus de contrat de fourniture</i>
CMPC	<i>Coût Moyen Pondéré du Capital</i>
DGI	<i>Danger Grave et Imminent</i>
DNV-GL	<i>Entreprise résultant de la fusion en 2013 des 2 organisations d'accréditation et de certification Det Norske Veritas (DNV) et Germanischer Lloyd (GL)</i>
ELD	<i>Entreprise Locale de Distribution</i>
FNB	<i>Association des GRT allemands</i>
Gaz B	<i>Gaz à bas pouvoir calorifique, c'est-à-dire que son indice de Wobbe est compris entre 12,01 et 13,06 kWh/m³</i>
Gaz B +	<i>Gaz de type B dont l'indice de Wobbe est compris entre 12,50 et 13,06 kWh/m³</i>
Gaz B -	<i>Gaz de type B dont l'indice de Wobbe est compris entre 12,01 et 12,50 kWh/m³</i>
Gaz H	<i>Gaz à haut pouvoir calorifique, c'est-à-dire que son indice de Wobbe est compris entre 13,64 et 15,70 kWh/m³</i>
GRD	<i>Gestionnaire de Réseau de Distribution</i>
GRT	<i>Gestionnaire de Réseau de Transport</i>
MPB	<i>Moyenne Pression B : partie du réseau de distribution sur laquelle la pression d'alimentation du gaz est comprise entre 50 millibars et 4 bars</i>
OPEX	<i>Coûts d'exploitation</i>
PCS	<i>Pouvoir Calorifique Supérieur</i>
PDR	<i>Poste de Détente Réseau : assure la régulation de pression du réseau sur un secteur donné. Dans ce document, E-CUBE ne mentionne que des PDR assurant la détente du gaz d'un réseau moyenne pression (4 bar) à un réseau basse pression (25 mbar en gaz B, 20 mbar en gaz H).</i>

PHE	<i>Prestataire Habituel d'Entretien : tout prestataire qui réalise le service d'adaptation des appareils à gaz dans le cadre du projet de conversion. Un PSA peut aussi être un PHE</i>
PSA	<i>Prestataire de Services d'Adaptation : tout PSA qui réalise également l'entretien annuel de chaudières à gaz chez des clients résidentiels</i>
REX	<i>Retour d'Expérience</i>
RK	<i>Installations de régénération de triéthylène glycol</i>
Secteur	<i>Territoire délimité par les opérateurs et isolé physiquement du reste du réseau sur lequel le passage au gaz H s'effectuera la même année</i>
Sous-secteur	<i>Territoire délimité par les opérateurs, appartenant à un même secteur, et sur lequel le passage au gaz H s'effectuera en même temps</i>
REX	<i>Retour d'expérience</i>
VAN	<i>Valeur Actuelle Nette</i>
Zone	<i>Terme utilisé seulement pour le territoire sur lequel la conversion va se faire : « Zone B »</i>

Bibliographie du benchmark

ALLEMAGNE

ENERGATE, Thorsten Czechanovsky - market space conversion is "operationally satisfactory".
04/03/2016

ENERGATE, Dr Helko Lohmann – Gasmarkt, L-/H-Gas conversion. 12/12/2015

DVGW, Dr. Maik Dapper - LH-gas market space conversion and gas appliances adaptation from the perspective of the DVGW. 23/04/2016

FNBBGas - Gas network development plan 2016-2026. 04/05/2017

FNBBGas - Scenario framework for the gas network development plan 2018-2028. 29/06/2017

BDEW / VKU / GEODE Guide – Market space conversion 30/06/2015

KoV IX- Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen

GWl - Technische und planerische Herausforderungen bei der Marktraumumstellung
Erfahrungsbericht aus den Pilotprojekten - 27/04/2016

VERBANDS MAGAZIN - Die L-/H-Gasumstellung – eine Herausforderung auch für die Wohnungswirtschaft im Westen. 04/2017

PATRICK PLEUL - L- to H-Gas: Owners can apply for grants. 0/08/2017

HAUSTECHNIK - The market revolution of l- auf h-gas. 14/12/2016

DR MICHAEL KLEEMIS AND JÖRN PETER MAURER - First experience within the market space conversion from L to H gas. 02/2016

GAT - Status quo of L gas supply in Germany and the Netherlands - Consequences for CoA & NEP.
09/2014

VIESMANN - Gas change in the north of Germany: many heaters have to be retrofitted.

WATERPRAXIS - Providing conversion kits for gas appliances. 10/2016

ACHIM MUNICIPALITY - Changeover to customers in the entire network of the Achim municipalities

BELGIQUE

BRUGEL - ETUDE JURIDIQUE (BRUGEL-ETUDE-20170210-17) - Relative aux rôles et responsabilités des acteurs intervenant dans la conversion du gaz L vers le gaz H établie en application de l'article 30bis de l'ordonnance électricité. 10/02/2017

BRUGEL - AVIS (BRUGEL-AVIS-20170616-244) - Relatif à la problématique de conversion du réseau bruxellois de gaz naturel et adaptation des installations intérieures des consommateurs afin de fonctionner avec du gaz riche. 16/06/2017

BRUGEL - AVIS (BRUGEL-AVIS-20161028-227) - Relatif au Plan d'investissements pour le gaz naturel, proposé par le Gestionnaire du réseau de distribution bruxellois, SIBELGA, pour la période 2017 – 2021. 28/10/2016

BRUGEL - ETUDE (BRUGEL-ETUDE-20161125-15) Relative à l'état des lieux des différentes initiatives prises dans les pays limitrophes de la Belgique pour la conversion des réseaux du gaz pauvre au gaz riche

REGION BRUXELLES-CAPITALE - Lancement officiel de la conversion du gaz naturel « pauvre » vers le gaz « riche ». 02/10/2017

L'ECHO, Christine Scharff - Les Belges passent au gaz riche: ça change quoi? 03/10/2017

POLEART, Dites adieu au gaz hollandais. 10/10/2017

ORES- Passage du gaz pauvre au gaz riche - 2017

REMEHA – Que signifie la conversion au gaz riche pour vous en tant que technicien habilité? – 2017

FLUXYS - Programme indicatif d'investissements à 10 ans Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2017-2026. 12/2016

CREG - Rapport National 2016 de la Belgique à la Commission Europeenne et à Acer. 07/07/2016

SPF Economie et Bureau fédéral du Plan - Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2025-2030.

SIBELGA – comment Bruxelles va-t-elle passer du gaz pauvre au gaz riche? 30/05/2017

STANDAARD – Gas switch not yet funded. 21/08/2017

COMMISSION DE L'ÉCONOMIE, DE LA POLITIQUE SCIENTIFIQUE, DE L'ÉDUCATION, DES INSTITUTIONS SCIENTIFIQUES ET CULTURELLES NATIONALES, DES CLASSES MOYENNES ET DE L'AGRICULTURE, Chambre des Représentants de Belgique – Compte rendu analytique. 13/06/2017

PAYS-BAS

DNV-GL, Requirements for gas quality and gas appliances, Ministerie van Economische Zaken,
Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), Octobre 2015

DNV-GL, Alternatives for dealing with limited G-gas supply post 2030, Ministry of Economic Affairs,
Mars 2015

© E-CUBE Strategy Consultants
8 rue Royale, 75008 PARIS FRANCE

