Étude de l'avenir du gaz en Wallonie

Rapport final

Mars 2025

Pour le compte de :

ICEDD

CWaPE

Colophon

Titre du document

Étude de l'avenir du gaz en Wallonie – rapport final

Auteurs

MEISTER Nadège

LEMPEREUR Annick

CAPART Raphaël

TAMIGNEAUX François

PINSAR Denis

MARENNE Yves

SIMON Julien

Personnes de contact

Nadège MEISTER – nm@icedd.be

Suivi des versions du document

Date	Commentaire	Version
15/10/2024	Rapport intermédiaire – sans les résultats des scenarios majeurs	Version 1
16/10/2024	Rapport intermédiaire – avec les résultats des scenarios majeurs	Version 2
24/12/2024	Rapport final - partie 1	Version 1
10/01/2025	Rapport final – partie 2	Version 1
31/01/2025	Rapport final – complet	Version 1
27/02/2025	Rapport final - complet	Version 2
27/03/2025	Rapport final - complet	Version finale

Table des matières

Partie A : Contexte de l'étude 12

1. Les émissions de GES et le gaz 13
2. Répartition des compétences en Belgique 14
3. La consommation de gaz en Wallonie....15
4. Le futur du gaz en Wallonie 15
5. Objet de l'étude....16
6. Périmètre de l'étude 17

Partie B : Méthodologie de travail de l'étude 18

1. Vue d'ensemble sur l'étude 19
2. Validation avec les parties prenantes 20

2.1. Réunions de travail.... 20
2.2. Comité de pilotage.... 20
2.3. Consultations avec les gestionnaires de réseau 21

3. Collecte des données 21

Partie C : Méthodologie des traitements de données 22

1. Décomposition en scenarios et sous-scenarios 23

1.1. Etude de sensibilité d'un scénario dit « central » 23
1.2. Etude des 5 scénarios majeurs 24
1.3. Etude des sous-scénarios et recommandations 24

2. Raison d'être de chaque outil 24
3. Description des outils....24

3.1. Times 24
3.2. Cartographie.... 28
3.3. Outil Delivery Cost 28

4. Hypothèses principales et méthodologie spécifiques à chaque outil....30

4.1. TIMES.... 30
4.1.1. Hypothèses.... 30
4.1.2. Estimation du nombre de clients résidentiels 30
4.1.2.1. Méthodologie d'estimation du nombre de clients résidentiels dans le modèle TIMES 31
4.1.2.2. Analyse des écarts entre la modélisation et la réalité 31
4.2. Traitement de données et cartographie.... 32
4.2.1. Traitement des données 32

4.2.2. Calcul de scoring 34
4.2.3. Application des contraintes 36
4.2.4. Sélection des zones prioritaires 36
4.2.5. Stratégie d'intégration des clients raccordables 37
4.2.5.1. Extension du réseau de distribution 38
4.2.5.2. Potentiel de biomasse à destination de la production de biométhane 39
4.3. Outil delivery cost 40
4.3.1. Vue globale sur l'outil 40
4.3.2. Approche de l'outil 41
4.3.3. Hypothèses globales et structurantes 42
4.3.4. Description de la méthodologie de calcul et des équations 44
4.3.5. Extension 54
5. Liens entre les outils 54
5.1. Première itération TIMES 55
5.2. Traitements des données et analyse cartographique 56
5.3. Outil delivery cost 56
5.4. TIMES 57
5.5. Itérations 57
5.5.1. Itérations sur le scenario central 57
5.5.2. Itérations sur les scenarios majeurs 57
5.5.3. Itérations sur les sous-scenarios 58
6. Approche générale et préceptes de l'analyse des résultats 60

Partie D : Analyse du scenario central et des scenarios majeurs avec TIMES 61

1. Hypothèses 62
2. Résultats du scenario central 62
2.1. Consommation finale des secteurs (hors secteur de la production d'électricité et supply) 62
2.2. Analyse des points de basculement 63
3. Scenarios majeurs 67
3.1. Description 67
3.2. Analyse des résultats 67
3.2.1. Scenario 0TWh 70
3.2.2. Scenario 4 TWh 70
3.2.3. Scenario 8TWh 70
3.2.4. Scenario 12TWh 70
3.2.5. Scenario 18TWh 71
4. Choix des sous-scenarios 71

Partie E : Résultats des sous-scenarios 76

1. Grille de lecture des cartes 77
1.1. Cartes de réseau 77
1.2. Cartes de potentiel en biomasse 77
2. Analyse des résultats de l'outil DC 78
3. Résultats de TIMES 80
4. Sous-scénarios 0 TWh 82
4.1. Réseau de distribution 82
4.2. Potentiel de biomasse 83
4.3. Revenu autorisé et coût de distribution 84
4.4. Résultats de l'analyse TIMES 88
Coût final pour les URDs 89
5. Sous-scénarios 4 TWh 91
5.1. Réseau de distribution 91
5.2. Potentiel de biomasse 93
5.3. Revenu autorisé et coût de distribution 94
5.4. Résultats de l'analyse TIMES 98
5.5. Coût final pour les URDs 99
6. Sous-scénario 8 TWh 101
6.1. Réseau de distribution 101
6.2. Potentiel de biomasse 103
6.3. Revenu autorisé et coût de distribution 104
6.4. Résultats de l'analyse TIMES 108
6.5. Coût final pour les URDs 109
7. Sous-scénarios 12 TWh 111
7.1. Réseau de distribution 111
7.2. Potentiel de biomasse 113
7.3. Revenu autorisé et coût de distribution 114
7.4. Résultats de l'analyse TIMES 117
7.5. Coût final pour les URDs 118
8. Sous-scénario 18 TWh 120
8.1. Réseau de distribution 120
8.2. Potentiel de biomasse 122
8.3. Revenu autorisé et coût de distribution 123
8.4. Résultats de l'analyse TIMES 126
8.5. Coût final pour les URDs 127
9. Analyse des coûts molécule et de distribution 128

10. Rythme de déconnexion au réseau 130

Partie F : Incertitudes de l'étude 132

1. Incertitudes et limites de l'analyse inhérentes aux outils 133
1.1. Limite de TIMES 133
1.1.1. Incertitudes liées aux données d'entrée 133
1.1.2. Incertitudes structurelles et méthodologiques 133
1.1.3. Incertitudes exogènes 134
1.2. Limite de l'outil DC 134
1.3. Limite de l'analyse cartographique 134
2. Incertitudes sur les données, les hypothèses et les traitements 135
2.1. Clients raccordés 135
2.2. Clients raccordables 135
2.3. Nouveaux logements 136
2.4. Coût du décommissionnement et des extensions 136
2.5. Localisation client et consommation 137
2.6. Potentiel biométhane 137
2.7. Age des conduites 137

Partie G : Analyse économique conceptuelle des impacts sur les GRDs et URDs 138

1. Objectifs des analyses économiques et recommandations 139
2. Choix des sous-scenarios faisant l'objet d'une analyse économique 139
3. Analyses économiques conceptuelles 141
3.1. Vue d'ensemble des sous-scénarios étudiés 141
3.2. Scenario 0TWH, sous-scenario B 144
3.3. Scenario 4TWh, sous-scenario A 146
3.4. Scenario 8TWh, sous-scenario A 148
3.5. Scenario 8TWh, sous-scenario B 150
3.6. Scenario 12TWh, sous-scenario A 152

Partie H : Conclusions générales 154

1. Rappels des objectifs et de la méthodologie de l'étude 155
2. Analyse des scénarios étudiées et identification d'une trajectoire raisonnable 155
3. Rôle stratégique du gaz et du biométhane 157
3.1. Le gaz comme outil de décarbonation 157
3.2. Le biométhane, une ressource stratégique à utiliser au mieux 158
4. Optimisation du réseau et gestion des coûts 159

4.1. Favoriser la proximité locale assure un potentiel important et stable de biomasse collectable ..159
4.2. Rythme de décommissionnement et impact sur les coûts de distribution ..160
5. Prise en compte des stranded assets dans la méthodologie tarifaire ..161
5.1. Identification des zones stratégiques du réseau ..162
5.2. Mise en place d'une régulation plus flexible et préventive ..164
6. Impacts économiques et financement de la transition ..165
7. Vers une transition progressive et équilibrée ..166

Références **167**

Annexes **168**

1. Biométhane ..180
1.1. Contexte ..180
1.2. Aspects techniques ..180
1.3. Coûts d'adaptation des infrastructures ..180
2. Hydrogène pur ..181
2.1. Problèmes techniques et sécurité ..181
2.2. Contraintes économiques ..181
3. Réseau de chaleur ..181
3.1. Contraintes géographiques ..181
3.2. Contraintes techniques ..182
3.3. Contraintes d'exploitation ..182
4. Réseau de CO2 ..183
4.1. Contraintes techniques ..183
4.2. Avantages économiques de la conversion ..183
4.3. Limites et défis de la conversion ..183
4.4. Fonds européens pour les GRDs ..184
4.4.1. Fonds de Transition Juste (FTJ - Just Transition Fund, JTF) ..184
4.4.2. Plan RePowerEU ..184
4.4.3. Fonds Européen de Développement Régional (FEDER) ..184
4.4.4. Mécanisme pour la Relance et la Résilience (RRF - Recovery and Resilience Facility) ..185
4.4.5. Horizon Europe ..185
4.5. Aide européenne pour le régulateur ..185

Liste des figures

Figure 1 : Déroulé général de l'étude des scénarii, avec identification des grandes étapes et des principaux objectifs poursuivis. 23
Figure 2 : coûts de l'énergie utilisés dans le modèle TIMES-RW. 26
Figure 3 : Voies de production des gaz alternatifs. 27
Figure 4 : architecture de l'outil DC. 29
Figure 5 : Schéma conceptuel de l'analyse cartographique 32
Figure 6 : Illustration fictive de la répartition de valeurs de consommation des secteurs statistiques en six classes sur base des limites des quantiles (0, 20, 40, 60 et 80) en surimposition de la monotone des consommations (kWh) 35
Figure 7 : Illustration de la sélection finale de secteurs statistiques pour le sous-scénario 4 TWh A en 2050. 37
Figure 8 : Extrait d'un tarif périodique de distribution. 40
Figure 9: décomposition des charges nettes contrôlables 47
Figure 10 : décomposition de la marge bénéficiaire équitable 49
Figure 11 : évolution de la plus-value de réévaluation et la MBE associée. 49
Figure 12 : Interactions entre les outils de l'étude. En mauve, ce sont les inputs de l'outil et en orange ce sont les outputs. 55
Figure 13 : Répartition de la consommation entre les secteurs en 2018 et aux horizons 2030 et 2050. 62
Figure 14 : Composition du gaz distribué dans le scenario central. 63
Figure 15 : Evolution de la consommation de gaz dans le scenario central en fonction des delivery costs. Le scenario central se superpose avec le scenario 50%. 64
Figure 16 : Evolution des consommations de gaz par type de consommateur selon différents niveaux du prix du gaz distribué. 66
Figure 17: Evolution de la composition du gaz par type de consommateur selon différents niveaux du prix du gaz distribué. 66
Figure 18 : Evolution du gaz distribué pour les scenarios majeurs. 68
Figure 19: Evolution de la composition du gaz distribué pour les scenarios majeurs. 68
Figure 20 : Evolution des consommations finales du secteur résidentiel pour les scenarios par type de vecteurs 69
Figure 21 : évolution des consommations totales d'énergie par vecteur en fonction des scenarios majeurs. 69
Figure 22: illustration des hypothèses d'amortissement des actifs – évolution de la RAB pour les 3 sous-scénarios du scénario 0TWh 74
Figure 23 : Grille de lecture des cartes de réseau 77
Figure 24 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 0TWh 83
Figure 25 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 0TWh. 86
Figure 26 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX. 86
Figure 27 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 0TWh. 86
Figure 28 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 0TWh. 87
Figure 29 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 0TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050. 89
Figure 30 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 4TWh 92
Figure 31 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 4TWh. 95
Figure 32 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX. 95
Figure 33 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 4TWh. 95
Figure 34 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 4TWh. 96
Figure 35 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 4TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050. 98
Figure 36 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 8TWh. 102
Figure 37 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX. 105
Figure 38 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 8TWh. 105
Figure 39 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 8TWh. 105
Figure 40 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 8TWh. 106
Figure 41 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 8TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050. 108
Figure 42 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 12TWh. 112

Figure 43 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX. 115
Figure 44 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 12TWh. 115
Figure 45 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 12TWh. 115
Figure 46 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 12TWh. 116
Figure 47 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 12TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050. 117
Figure 48 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 18TWh. 121
Figure 49 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX. 124
Figure 50 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 18TWh. 124
Figure 51 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 18TWh. 124
Figure 52 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 18TWh. 125
Figure 53 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 18TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050. 127
Figure 54: évolution des coûts d'extension pour la BP et la MP pour chaque GRD 137
Figure 55: évolution du revenu autorisé pour les sous-scénarios étudiés avec une décomposition entre CAPEX et OPEX. 141
Figure 57: évolution des couts de distribution par type de client pour les sous-scénarios étudiés. 142
Figure 58 : répartition de la consommation de gaz 'réseau de distribution' dans les différents scénarios 157
Figure 58 : Evolution de la composition du gaz pour les sous-scenarios 0TWh, 4TWh, 8TWh, 12TWH et 18TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050. 159
Figure 59 : Schéma de l'architecture proposée de l'outil de calcul des delivery costs. 173

Liste des tableaux

Tableau 1 : Capacités d'import encodées dans TIMES pour l'hydrogène et le méthane synthétique, avec les coûts associés. ..27
Tableau 2 : Données et traitement associés aux critères et contraintes cartographiques 33
Tableau 3 : Critères cartographiques et définitions 34
Tableau 4 : Cas de figure de l'analyse de sensibilité 35
Tableau 5 : Résumé des contraintes dans l'analyse cartographique. 36
Tableau 6 : Stratégie d'intégration des clients raccordables, taux de pénétration modèle et effectif, par sous-scénario. 38
Tableau 7 : Méthode de calcul du RA pour les GRDs en vis-à-vis de la méthodologie de l'outil DC. 42
Tableau 8 : classifications des types de client. 43
Tableau 9 : tableau récapitulatif des itérations par sous-scenario. 59
Tableau 10 : Vue générale sur les hypothèses pour chaque sous-scenario. 72
Tableau 11: évolutions des diminutions annuelles de la RAB ou taux d'amortissement pour les 3 sous-scénarios du scénario 0TWh. 75
Tableau 12 : longueur de réseau, nombre de clients résidentiels et potentiel de clients résidentiels raccordables sur le réseau de distribution en 2023. 77
Tableau 13 : consommation de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scénarios 0 [TWh] 87
Tableau 14: coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 0 [€/MWh] 88
Tableau 15 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 0TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018. 89
Tableau 16 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 4TWh. 94
Tableau 17 : Consommations de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scenarios 4 TWh. 97
Tableau 18 : coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 4 en [€/MWh] 97
Tableau 19 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 4TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018. 99
Tableau 20 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 8TWh. 104
Tableau 21 Consommations de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scenarios 8 TWh. 107
Tableau 22 : coûts de distribution (avec les taxes) pour les sous-scénarios 8TWh en [€/MWh] 107

Tableau 23 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 8TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018. 109
Tableau 24 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 12TWh. 114
Tableau 25 : consommation de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scénarios 12 [TWh] 116
Tableau 26: coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 12 [€/MWh] 117
Tableau 27 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 12TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018. 118
Tableau 28 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 18TWh. 123
Tableau 29: consommation pour le scénario 18 [TWh] 125
Tableau 30: coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 18 [€/MWh] 126
Tableau 31 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 18TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018. 128
Tableau 32 : évolution des coûts molécule et de distribution, au regard du mix de gaz aux différents horizons. Les coûts de distribution considérés ici incluent les taxes. 129
Tableau 33 : rythme net de déconnexions des utilisateurs de réseau par semaine, tout secteur confondu. 131
Tableau 34 : récapitulatif des sous-scénarios sélectionnés pour les analyses économiques conceptuelles. 139
Tableau 35 : évolution du revenu autorisé pour les sous-scénarios étudiés avec une décomposition entre CAPEX et OPEX 141
Tableau 36 : Evolution des volumes consommés par type de client pour les sous-scénarios étudiés 142
Tableau 37 : évolution des couts de distribution par type de client pour les sous-scénarios étudiés 143
Tableau 38 : évolution du revenu autorisé du scénario 0TWh ssB 144
Tableau 39 : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 0TWh ssB 144
Tableau 40 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 0TWh. 145
Tableau 41 : évolution du revenu autorisé du scénario 4TWh ssA 146
Tableau 42 : : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 4TWh ssA 146
Tableau 43 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 4TWh. 147
Tableau 44 : évolution du revenu autorisé du scénario 8TWh ssA 148
Tableau 45 : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 8TWh ssA 149
Tableau 46 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario8TWh. 149
Tableau 47 : évolution du revenu autorisé du scénario 8TWh ssB 150
Tableau 48 : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 8TWh ssB 151
Tableau 49 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 8TWh. 151
Tableau 50 :évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 12TWh ssA 152
Tableau 51 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 12TWh. 153
Tableau 52 : Points de basculement de la consommation de gaz à différents horizons selon l'évolution des coûts de distribution. L'unité est le TWh. 171
Tableau 53 : base de données utilisée par l'outil de calcul des coûts de distribution 177
Tableau 54: résultats complémentaires de l'outil DC – partie 1 178
Tableau 55 : résultats complémentaires de l'outil DC – partie 2 179

Liste des équations

Équation 1 : formule de calcul du score global par secteur statistique. 34
Équation 2 : décomposition du tarif final. 40
Équation 3 : équation globale de calcul du revenu autorisé. 41
Équation 4 : calcul de la variation du RA selon la méthodologie tarifaire. 46
Équation 5 : calcul de la variation du RA selon les hypothèses de l'outil DC. 47
Équation 6 : Calcul de la variation de la MBE. 48
Équation 7 : Variation des OPEX contrôlables. 50

Équation 8 : Calcul de la valeur résiduelle. 50
Équation 9 : Calcul de l'investissement initial. 50
Équation 10 : Coût d'investissement initial. 51
Équation 11 : Calcul OPEX contrôlable pour les extensions. 51
Équation 12 : Développement du calcul du revenu autorisé (RA). 52
Équation 13 : développement du calcul du RA. 52
Équation 14 : développement du calcul du RA. 53
Équation 15 : développement du calcul du RA. 53
Équation 16 : développement du calcul du RA. 53
Équation 17 : développement du calcul du RA. 53
Équation 18 : Rappel du calcul général du RA. 79
Équation 19 : développement du RA. 79

Liste des Annexes

Annexe 1 - compléments sur les hypothèses et résultats

Annexe 2 – outil de calcul des *delivery costs*

Annexe 3 – base de données pour l'outil de calcul des coûts de distribution

Annexe 4 – résultats complémentaires de l'outil DC

Annexe 5 – revue de littérature technique

Annexe 6 – sources de financement

Partie A : Contexte de l'étude

1. Les émissions de GES et le gaz

La COP 21 a abouti, en décembre 2015, à la signature de l'Accord de Paris qui se fixe pour objectif de limiter le réchauffement climatique à moins de 2°C d'ici la fin du siècle et à poursuivre les efforts pour limiter le réchauffement à 1.5°C. Pour l'Union européenne, cela implique un impératif de **décarbonation complète à l'horizon 2050**, cet objectif étant au cœur de l'European Green Deal. Celui-ci s'est concrétisé dans la Loi Européenne pour le Climat qui fixe un objectif de **réduction des émissions de GES de 55% en 2030 par rapport à leurs niveaux de 1990.** Il faut également noter que la Commission européenne vient de recommander en février 2024 de fixer un objectif de réduction intermédiaire d'émissions de GES de 90% d'ici 2040 (Commission européenne 2024a).

La COP28 de décembre 2023 a dressé un premier bilan mondial de l'Accord de Paris a mis en évidence des progrès notables dans la mise en œuvre de politiques climatiques plus efficaces, tout en soulignant l'urgence d'actions supplémentaires pour aligner pleinement le monde sur les objectifs de l'Accord. Lors de la COP28, les parties ont convenu que, pour limiter le réchauffement à 1,5°C, il est indispensable de réduire drastiquement, rapidement et de manière soutenue les émissions mondiales de gaz à effet de serre, avec une baisse de 43 % d'ici 2030 et de 60 % d'ici 2035 par rapport aux niveaux de 2019, et d'atteindre la neutralité carbone à l'échelle mondiale d'ici 2050. Le bilan a également souligné que la fin de l'ère des combustibles fossiles est inévitable, appelant à leur abandon progressif. Par ailleurs, l'accord invite les parties à tripler la capacité mondiale en énergies renouvelables et à doubler le taux d'amélioration de l'efficacité énergétique d'ici 2030, afin d'accélérer la transition vers des systèmes énergétiques à zéro émission nette, en favorisant l'utilisation de combustibles à faible ou zéro carbone bien avant le milieu du siècle.

C'est dans cette perspective de décarbonation de la société européenne que la Commission adoptait, le 14 juillet 2021, son Paquet 'Fit for 55' qui vise à adapter les politiques de l'Union européenne pour les rendre compatibles avec l'objectif global de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 55% en 2030 par rapport à leur niveau de 1990, avec, entre autres**, l'objectif de passer de l'usage de gaz naturel fossile à des gaz renouvelables ou bas carbone, le tout en sécurisant l'approvisionnement et réduire la dépendance aux énergies fossiles importées**.

L'objectif précis est **de passer de 5% (en 2021) de gaz renouvelables et bas-carbone à 66% en 2050**. Les gaz renouvelables se définissent comme des gaz issus de sources organiques ou de la transformation de l'énergie électrique renouvelable en hydrogène renouvelable et méthane synthétique. Les gaz bas carbone ne sont pas produits exclusivement par des sources renouvelables, par contre ils doivent produire 70% d'émissions de GES de moins que le gaz naturel fossile durant tout son cycle de vie (Conseil de l'UE 2024a).

En 2024, le cadre législatif européen a été profondément remanié avec l'adoption de la **Directive (UE) 2024/1788** (Parlement et Conseil Européen, 2024) et du **Règlement (UE) 2024/1789** (Parlement et Conseil Européen, 2024) relatifs au marché du gaz. Ces nouvelles règles visent à faciliter l'intégration des gaz renouvelables et à faible teneur en carbone, tels que l'hydrogène et le biométhane, dans le système énergétique européen, tout en répondant aux défis posés par la transition énergétique et les perturbations géopolitiques. Elles remplacent et modernisent les dispositifs établis par la Directive 2009/73/CE et le Règlement (CE) n°715/2009, devenus obsolètes face aux ambitions climatiques accrues de l'UE.

Les nouvelles législations suppriment les tarifs transfrontaliers pour les gaz renouvelables et à faible teneur en carbone, tout en établissant les **règles relatives aux tarifs et aux réductions tarifaires à appliquer à l'hydrogène et aux gaz renouvelables injectés dans les réseaux de gaz**. Plus précisément, à la suite de la clarification en 2023 du Conseil à propos desdites règles, une distinction entre les remises tarifaires pour les gaz renouvelables (100 %) et les gaz à faible teneur en carbone (75 %) dans le système de gaz naturel est établie (Conseil de l'UE 2023). Ces mesures sont accompagnées de la mise en place

d'un cadre robuste de certification pour ces gaz, afin d'achever le travail entamé dans la directive sur les énergies renouvelables (Journal officiel de l'UE 2018) avec la certification des gaz renouvelables. Et ce, dans la volonté de garantir la traçabilité et la crédibilité environnementale de ces solutions et de rester aligné sur les directives européennes RED II et les actes délégués associés.

Une autre priorité du paquet est la **responsabilisation et la protection des consommateurs**, c'est-à-dire la liberté laissée aux consommateurs dans le choix de leurs fournisseurs de gaz avec des outils de comparaison efficaces, mais aussi la mise à disposition d'informations de facturation précises, équitables et transparentes. Ils pourront également choisir entre les gaz renouvelables et à faible teneur en carbone plutôt que les combustibles fossiles. Les droits des consommateurs sont également protégés par des plafonds temporaires sur les prix des transactions gazières, une mesure introduite pour amortir les chocs économiques[1] liés aux crises énergétiques récentes.

Le nouveau cadre impose également des exigences pour que **les plans nationaux de développement des réseaux soient alignés avec les scénarios intégrés pour l'électricité, le gaz et l'hydrogène**. Ces plans doivent inclure des informations sur les infrastructures pouvant être désaffectées ou réaffectées à de nouveaux usages, en cohérence avec les objectifs climatiques et énergétiques de l'Union.

Par ailleurs, en réponse aux perturbations du marché mondial de l'énergie causées par l'invasion de l'Ukraine par la Russie, l'UE a adopté le plan **REPowerEU en 2022**. **Ce plan a pour objet d'économiser l'énergie, de produire de l'énergie propre et de diversifier ses approvisionnements énergétiques**. Ce plan vise également à accroître l'indépendance énergétique de l'Europe, avec comme objectif précis de réduire de 30% la dépendance de l'Europe aux imports de gaz naturel (Commission européenne 2022).

Au travers de ce plan, les pays de l'UE ont pour ambition de limiter les hausses des prix du gaz pour contribuer à protéger les citoyens et l'économie. Un **plafond de prix temporaire pour les transactions gazières** est appliqué dès lors que les prix du gaz atteignent des niveaux exceptionnels, comme précisé dans l'art5§4 de la directive (UE) 2024/1788.

Dans ce cadre-là, la souveraineté énergétique européenne passe donc par la diversité d'approvisionnement en gaz, la production locale de gaz, et donc **l'injection dans le réseau de gaz compatibles,** de préférence renouvelables ou bas carbone, **produits localement.**

2. Répartition des compétences en Belgique

En Belgique, l'énergie est une compétence partagée entre le niveau fédéral et les entités fédérées. Globalement, le niveau fédéral est compétent pour la production électrique centralisée (y compris le nucléaire), pour le transport et leur tarifs associés de gaz sous haute pression et d'électricité sous haute tension ainsi que les grandes infrastructures de stockage. De leur côté, les Régions sont compétentes pour tout ce qui touche à l'utilisation rationnelle de l'énergie, à la production renouvelable (hors éolien offshore) à la la distribution de gaz et la distribution d'électricité ainsi que le transport local et aux tarifs associés à la distribution de gaz et d'électricité.

À la suite de la directive 2009/73/CE sur les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, les pays de l'UE ou les autorités de régulation compétentes sont chargés d'instaurer un système d'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport et de distribution basés sur **des tarifs publiés**. En Wallonie, c'est la CWaPE qui encadre les tarifs de distribution et les approuve. Elle assure également la surveillance et le contrôle des acteurs du secteur ainsi que l'application conforme de la réglementation wallonne en matière de gaz (et d'électricité) et d'autres rôles, comme le conseil aux autorités publiques wallonnes pour le fonctionnement du marché régional du gaz.

[1] Uniquement en cas de crise des prix du gaz naturel telle que déclarée par le Conseil sur proposition de la Commission dans les conditions de l'article 5 de la directive 2024/1788.

3. La consommation de gaz en Wallonie

En 2023, 17,3 TWh de gaz naturel ont circulé dans le réseau de distribution. Selon les données relatives à l'année 2023, le marché du gaz en Wallonie est composé de 710 800 clients résidentiels, 73 700 clients professionnels (non télémesurés) et 142 clients professionnels télémesurés (CWaPE, 2024). L'essentiel de la clientèle des réseaux de distribution de gaz utilise ce dernier pour des applications de chauffage (bâtiments, eau chaude sanitaire et cuisson). Les volumes distribués sont donc fortement tributaires des conditions météorologiques.

Il peut être mentionné que la consommation totale d'énergie finale de la Wallonie (y compris les usages non énergétiques) atteint 129,9 TWh en 2021, dont 26% proviennent du gaz naturel. Une partie de ce gaz est transportée par le réseau de transport de Fluxys qui alimente principalement les centrales électriques situées en Wallonie et certains très gros consommateurs industriels de gaz naturel, et l'autre partie est transférée vers le réseau de distribution.

4. Le futur du gaz en Wallonie

Au regard du contexte européen et de la répartition des compétences, on retrouve dans le PACE wallon de nombreuses mesures pour réduire les besoins en énergie fossile, dans une vision globale **de sortie du gaz fossile**, **assortie d'une vision sur les usages futurs des réseaux de distribution** et sur le développement des nouveaux vecteurs.

La **sortie du gaz fossile** repose à la fois sur la diminution des besoins en énergie, par le biais de **l'efficacité énergétique** et de l'utilisation rationnelle de l'énergie, sur **l'usage de gaz de substitution** et sur le **changement de vecteur énergétique.**

La **sobriété énergétique** consiste à réduire les besoins énergétiques initiaux, et dépend donc d'une série de changements comportementaux liés à l'usage des équipements (Negawatt 2024). La sobriété est une nouvelle notion qui s'est imposée dans le discours relatif à la transition énergétique de façon relativement récente et elle fait encore l'objet de débats quant à sa signification et sa place dans la transition.

Alors que la sobriété consiste elle à réduire le besoin « à la source », **l'efficacité énergétique** permet d'utiliser moins d'énergie pour satisfaire un service énergétique inchangé.

Les **gaz de substitution** sont le biométhane, les gaz de synthèse[2] et le gaz de mine. Ces gaz peuvent en totalité ou en partie être injecté dans le réseau de gaz existant, et permettent en réalité de diminuer le facteur d'émission de la combustion de ces gaz ($kgCO_2eq/kWh$ PCI).

Le changement de vecteur énergétique est également au cœur des stratégies visant à diminuer les consommations de gaz naturel. En effet, de nombreux usages actuels du gaz naturel pourront être électrifiés. On pense bien sûr au chauffage des bâtiments (résidentiels et tertiaires) mais aussi à de nombreux procédés industriels basse température (inférieure à 200°C). En revanche, il existe des applications où l'électrification est beaucoup plus difficilement envisageable voire est impossible. Pour ceux-là, les vecteurs « molécules » seront utilisés, de préférence renouvelables. La production de ces combustibles renouvelables étant limitée, il est nécessaire de **prioriser les secteurs** qui y auront accès et de mettre en place les infrastructures nécessaires pour les approvisionner.

Les projections régionales réalisées dans le cadre de la mise à jour du PACE et du PNEC, tenant compte de mesures de politiques additionnelles, aboutissent à une décroissance d'environ 75% de la consommation finale de gaz à l'horizon 2050, après une augmentation de la consommation globale de

[2] Comprend l'hydrogène et l'e-methane

gaz jusque 2040. L'atteinte de la neutralité carbone est quant à elle assurée par un recours à la capture, au transport et au stockage du CO2 (« CCS »). Ces projections tiennent comptent d'une proportion d'environ 5% de biométhane incorporé dans le gaz naturel à l'horizon 2030 et d'environ 25% en 2050.

Dans ces projections, le gaz naturel à l'horizon 2050 serait essentiellement consommé dans l'industrie et dans le secteur de la production d'électricité notamment, alors que le biométhane serait destiné à la mobilité. Ces projections ne considèrent pas d'importation de biométhane depuis l'étranger.

La sortie du gaz fossile, et les multiples moteurs pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques, entrainent des conséquences sur la maintenance et le développement du réseau gazier de distribution. Ces coûts, répercutés sur l'utilisateur final de gaz, sont contrôlés par le régulateur régional, la CWaPE en Wallonie. Au regard du paquet législatif européen sur le gaz, il est important de protéger les clients finaux de gaz d'une augmentation conséquente des coûts de distribution avec la diminution progressive du nombre de clients, tout en assurant l'amortissement des investissements dans le réseau de gaz et la sécurité dudit réseau. **Ce triangle décisionnel pour le maintien du réseau est crucial pour guider les décisions d'investissement dans le réseau de distribution de gaz, ce qui nous mène à cette étude.**

Afin d'assurer la transition, les réseaux de distribution d'électricité nécessiteront des **investissements massifs** pour accueillir les nouveaux modes de production et de consommation d'énergie. En effet, ces derniers n'ont pas été dimensionnés initialement pour intégrer des nouveaux usages. Le challenge est que ces investissements garantissent la viabilité financière des GRD tout en maintenant un **un prix de l'énergie abordable, surtout pour les personnes en situation de ou à risque de précarité énergétique** (Gouvernement Wallon 2023).

5. Objet de l'étude

Au regard des ambitions climatiques, des enjeux autour de l'approvisionnement en énergie, ainsi que des régulations européennes, retranscrites dans le PACE wallon, l'étude vise à établir différents scenarii pour sortir du gaz fossile avec deux focus :

- un focus sur l'évolution des réseaux de distribution de gaz (en particulier de gaz naturel et des gaz de substitution), afin de déterminer la meilleure trajectoire possible pour les citoyens, les entreprises et les gestionnaires de réseaux.
- un focus sur l'impact économique pour les Utilisateurs du Réseau de Distribution (URDs).

Il s'agit donc bien d'une **étude prospective** ; les scenarios et sous-scenarios permettront d'étudier l'évolution du réseau de distribution, l'impact sur la maintenance et le développement du réseau ainsi que le coût pour les utilisateurs réseaux, le tout en tenant compte de la disponibilité des différents gaz substituables. L'étude consiste donc bien à parler de réduction des consommations de gaz et de changement de la nature de ce dernier dans un premier temps, pour ensuite discuter des options d'usage du réseau existants et les coûts éventuels de conversion.

Les scenarios n'ont pas pour objet d'étudier les alternatives (réseaux de chaleur, combustible solides et liquides renouvelables, pompes à chaleur, etc.) même si ces dernières seront considérées dans la modélisation, étant donné qu'elle joue sur les besoins futurs des URDs en énergie. De même, ils ne visent pas à calculer le coût de démantèlement éventuel des centrales électriques au gaz si celles-ci n'étaient plus utilisées, ou l'impact de la sortie du gaz fossile sur le réseau électrique.

En somme, le but de cette étude est d'étudier différents scenarios de consommation du gaz, l'impact sur les infrastructures de distribution, ainsi que l'impact économique en fonction du devenir du réseau de distribution de gaz. De façon plus implicite, il s'agit de déterminer quels usages pourront être faits du réseau existant, en s'assurant de limiter les risques financiers pour les GRDs et les retombées économiques pour les URDs.

L'enjeu de cette étude est de définir les aspects stratégiques pour trouver l'équilibre entre aspects financiers, techniques et climatiques de la consommation de gaz à l'horizon 2050, et du chemin pour y arriver, en synchronisation avec l'évolution de la consommation de gaz en Wallonie.

6. Périmètre de l'étude

L'étude se fait au niveau de la Wallonie, et seul le gaz distribué est étudié. Autrement dit, le gaz naturel délivré aux utilisateurs directement par le réseau de transport, ainsi que celui à destination des centrales électriques sont exclus de l'étude.

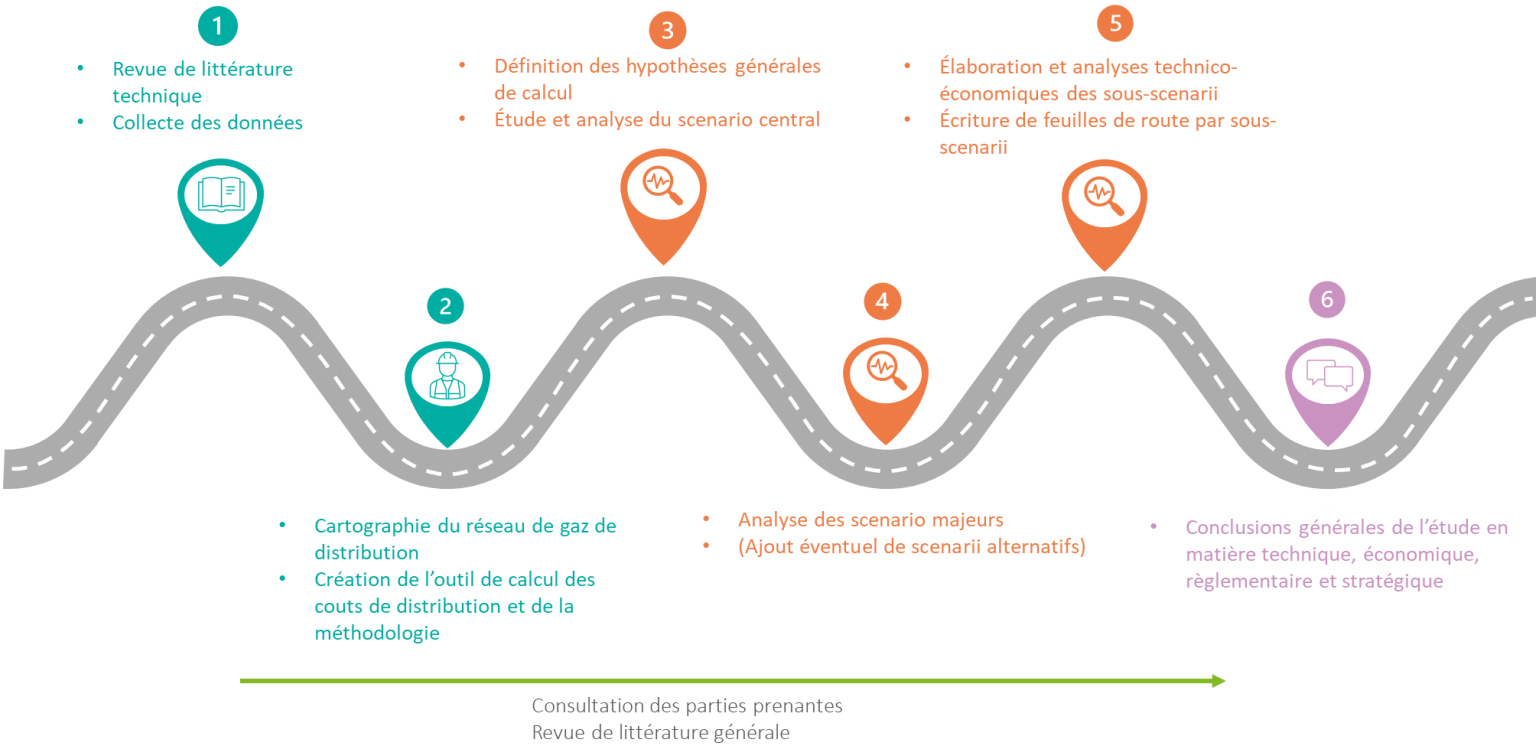
Les gaz considérés sont les gaz compatibles, à savoir les gaz parfaitement interchangeables avec le gaz naturel, en ce sens que les utilisateurs (et le réseau) n'observent aucune différence entre le gaz naturel et le gaz de substitution, si l'on remplace totalement le premier par le second. Il ne s'agit donc pas d'un gaz additif dilué en faible proportion dans le gaz naturel distribué. Plus précisément, il s'agit du gaz fossile, du biométhane, du gaz de mine et des gaz de synthèse.

L'hydrogène ne fait pas partie de l'étude car il n'est pas considéré comme directement substituable. Le potentiel de gaz de mine n'a pas été intégré au modèle, la version de TIMES utilisée ne le prenant pas en compte, et les adaptations spécifiques au modèle wallon ne sont pas incluses dans cette analyse.

Partie B : Méthodologie de travail de l'étude

1. Vue d'ensemble sur l'étude

L'étude se divise en plusieurs grandes étapes pour générer les scenarios et les sous-scenarios, illustrées dans la figure ci-dessous. De nombreuses données ont été collectées pour l'établissement de sous-scenarios, nécessitant la collaboration étroite avec les GRDs, Fluxys et la CWaPE.



2. Validation avec les parties prenantes

Cette étude s'appuie sur une gouvernance spécifique impliquant divers acteurs complémentaires afin d'en assurer la pertinence et le réalisme :

a) Réunion de travail

b) Comité de pilotage

c) Consultations auprès des gestionnaires de réseau.

2.1. Réunions de travail

A. Rôle et objectifs :

- Définir les hypothèses de travail et la méthodologie
- Répondre aux questions de l'ICEDD sur le traitement des données et leurs interprétations

B. Fréquence : Réunions en fonction du besoin. Certaines se sont tenues sur les hypothèses de travail pour l'usage de TIMES et la méthodologie de calcul des coûts de distribution.

C. Participants :

Organisation	Rôle
ICEDD	Consultant
CWaPE	Régulateur wallon des marchés de l'électricité et du gaz.

2.2. Comité de pilotage

A. Rôle et objectifs :

- Assurer le suivi régulier de la mission,
- Veiller à la conformité des travaux et des livrables au regard du cahier des charges, de l'offre et des orientations données par le Comité de pilotage,
- Identifier les contacts à prendre pour la collecte des données,
- Challenger et valider les hypothèses considérées.

B. Fréquence :

- Réunions mensuelles.

C. Participants :

Organisation	Rôle
ICEDD	Consultant
CWaPE	Régulateur wallon des marchés de l'électricité et du gaz.

2.3. Consultations avec les gestionnaires de réseau

A. Objectifs :

- Transférer les données et fournir des explications à leurs propos.
- Confirmer, infirmer et compléter les conclusions de l'analyse des données.
- Participants :

Organisation	Rôle
ICEDD	Consultant
CWaPE	Régulateur wallon des marchés de l'électricité et du gaz.
ORES	Gestionnaire de réseau de distribution
RESA	Gestionnaire de réseau de distribution
Fluxys	Gestionnaire de réseau de transport

3. Collecte des données

De nombreuses interactions en bilatéral entre la CWaPE et les GRDs ont eu lieu afin de s'assurer de la collecte des données. Les échanges initiés dès l'entame de la mission en mai 2024 se sont poursuivis tout au long de la mission étant donné le côté itératif du processus cartographique et du calcul des coûts de distribution.

Au niveau des coûts de distribution, la CWaPE a pu nous fournir les budgets et revenus autorisés réels de l'année 2023 au travers de tableurs Excel. La CWaPE nous a également fourni des coûts moyens d'investissements pour étendre le réseau.

Au-travers de ces discussions, nous avons pu convenir de données (proxy) représentant les 4 critères d'analyse et la contrainte du réseau MPC structurant la distribution. En outre, la CWaPE a mis à disposition de l'ICEDD les données de potentiel de biomasse dérivées de l'étude Valbiom (2019).

En outre, les GRD ainsi que le GRT (Fluxys) nous ont communiqué les données localisées de leurs infrastructures de réseau, plus spécifiquement de leurs canalisations, au-travers de fichiers shapefiles. Autrement, les données transmises le sont sous la forme de tableurs Excel pour lesquels une association est faite avec une unité administrative (secteur statistique ou commune) selon un identifiant unique.

Partie C : Méthodologie des traitements de données

1. Décomposition en scenarios et sous-scenarios

L'étude se déroule en plusieurs étapes en matière d'analyse prospective. Les scenarios étudiés sont les suivants :

- Scenario central
- Scenarios majeurs
    - Trois sous-scenarios par scenario majeur

La figure ci-dessous reprend les grandes étapes du déroulé général de l'étude des scénarios, de l'élaboration et de l'analyse des sous-scenarii, avec pour chacune des étapes, les objectifs principaux poursuivis.

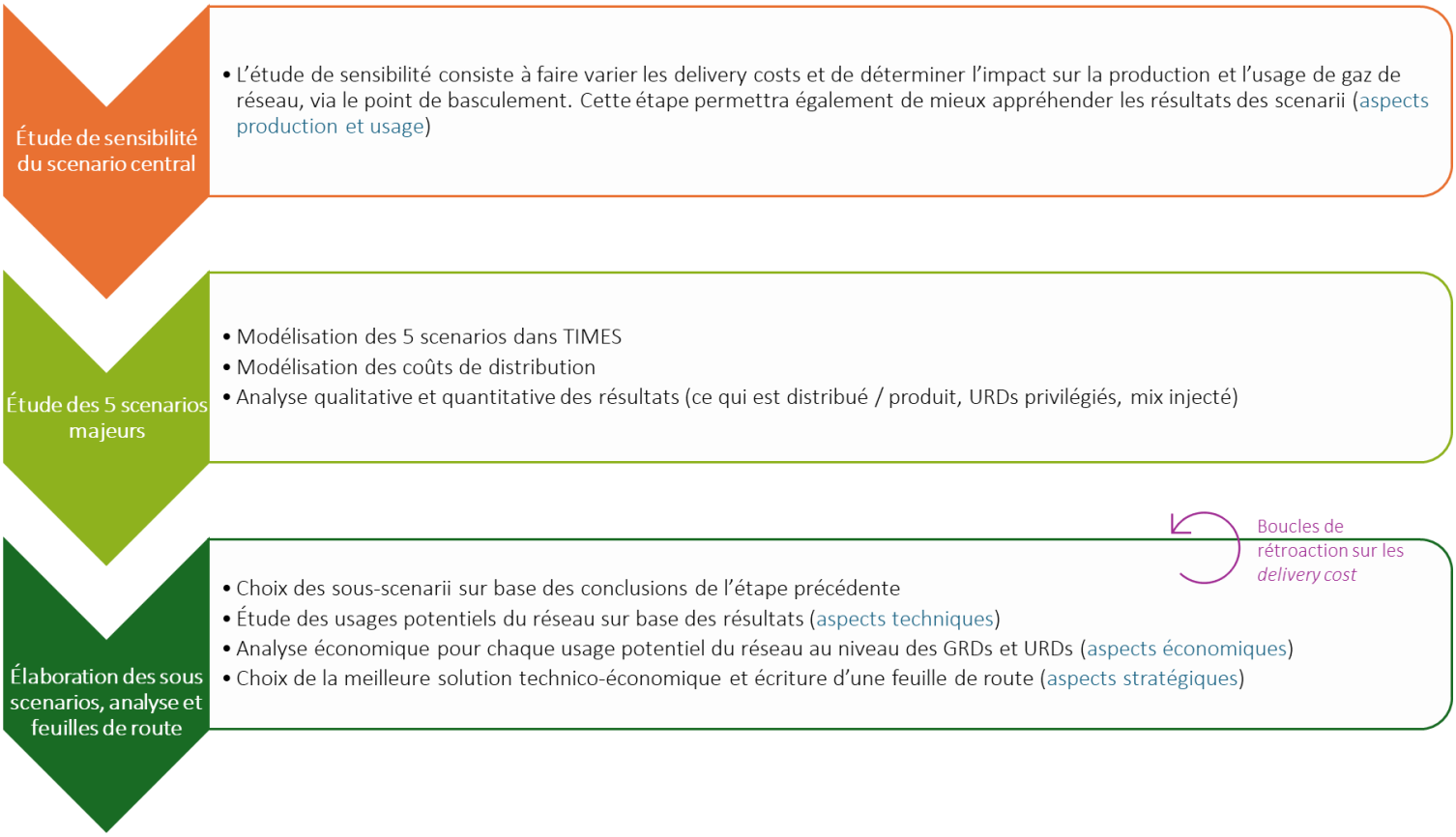


Figure 1 : Déroulé général de l'étude des scénarii, avec identification des grandes étapes et des principaux objectifs poursuivis.

1.1. Etude de sensibilité d'un scénario dit « central »

Le but est de réaliser une **étude de sensibilité des « delivery costs » du gaz** au niveau du réseau de distribution afin d'identifier l'impact sur la production et les usages. Les delivery costs sont les termes employés pour les coûts de distribution avec taxes dans cette étude, comme définis dans l'outil TIMES. Cette étape préalable permettra de baliser le reste de l'analyse en identifiant les différents **points de basculement**, c'est-à-dire les niveaux de coût de l'utilisation du réseau entrainant l'abandon du gaz, dont l'approvisionnement serait devenu trop coûteux, vers une autre technologie.

1.2. Etude des 5 scénarios majeurs

Les différences par rapport au scénario central sont une contrainte fixe en 2050 de la quantité de gaz délivrée par le réseau de distribution ainsi qu'un *delivery cost* associé. Il y a 5 contraintes de consommation de gaz, allant de 0TWh à 18TWh en 2050, formant les cinq scenarios majeurs. Le *delivery cost* est estimé sur base des coûts liés au réseau et du volume de gaz qui y est consommé.

1.3. Etude des sous-scénarios et recommandations

Par rapport au scenario modélisé et l'analyse qui en découle, des sous-scenarios sont étudiés. Au total, trois sous-scenarios sont étudiés par scenario majeur, soit au total 15 sous-scenarios. Les variables considérées pour les construire ont été établies en concertation avec la CWaPE. Des boucles de rétroaction sur les *delivery costs* sont réalisées pour ajuster les résultats de TIMES. Enfin, une analyse économique conceptuelle plus approfondie a été réalisée pour cinq sous-scenarios, sur laquelle se base une série de recommandations générales et spécifiques.

Afin de répondre à cette analyse itérative sur de nombreux sous-scenarios, et d'avoir une analyse approfondie et robuste, une série de trois outils a été utilisée, dont deux ont été créés pour les besoins de cette étude.

2. Raison d'être de chaque outil

De nombreuses données relatives au réseau de gaz ainsi que les coûts associés ont été collectées. Ces données ont fait l'objet de traitement au travers de différents outils. En effet, l'étude se base sur trois outils interdépendants et complémentaire.

L'outil de prospective énergétique est TIMES, un modèle d'optimisation économique et environnementale d'un système énergétique au regard d'une série de contraintes exogènes. Il sert à chiffrer et à objectiver les impacts des scénarios notamment sur les aspects production et usage du gaz. Il a l'avantage de reprendre toute une série d'hypothèses et de contraintes qui permettent de garantir une cohérence des résultats au sein du système énergétique régional dans son ensemble (par exemple, le fait d'utiliser du gaz fossile pour des usages résidentiels sera de-facto contraint par des objectifs globaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre et la non disponibilité de méthode de capture du carbone pour ces usages). Cet outil ne comprend pas de réflexions spatiales et doit par ailleurs être alimenté de coûts de distribution par type de consommateur de façon exogène, c'est pourquoi, deux outils ont été créés en parallèle : une cartographie et un outil pour calculer les coûts de distribution.

3. Description des outils

3.1. Times

Le modèle TIMES, *f*ait partie de la famille des modèles de simulation et d'optimisation technico-économiques de type *bottom-up*.

L'une des caractéristiques les plus importantes de TIMES est qu'il considère l'ensemble du système énergétique. Cela signifie qu'il considère tous les secteurs et tous les processus impliqués dans le système énergétique en même temps. Traditionnellement, les analyses du système énergétique sont principalement axées sur des secteurs particuliers tel que le système électrique (centrales électriques, réseau de transport et de distribution, etc.), l'industrie, le transport, etc... En revanche, TIMES couvre tout le système énergétique, y compris les processus qui extraient, transforment, transportent,

distribuent et convertissent l'énergie pour fournir des services énergétiques. Par conséquent, TIMES permet d'évaluer correctement l'impact du changement d'un élément (un paramètre de coût, un élément technique, etc.) du système énergétique sur l'ensemble des autres éléments du système énergétique. TIMES est bien un **outil d'optimisation économique**, il ne dit pas ce qu'il faut faire mais ce qui est le moins cher.

Cette approche globale est très pertinente, car une **vision intégrée** du système permet de mieux comprendre par exemple toutes les implications possibles des politiques et de leur changement.

L'autre caractéristique très importante du modèle TIMES est son fonctionnent centré sur le **paradigme de minimisation des coûts** du système énergétique. En effet, dans des systèmes aussi complexes que le système énergétique, il existe une multitude d'options pour atteindre des objectifs stratégiques comme, par exemple, la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il faut donc choisir un critère qui puisse établir quelles sont les meilleures options à mettre en œuvre. Le modèle TIMES utilise le critère de minimisation des coûts et propose le système énergétique le moins coûteux (au niveau sociétal) en fonction de certaines contraintes (par exemple la réduction des émissions).

Intérêts de TIMES dans le cadre de cette étude :

- Les modélisations TIMES portent sur l'entièreté d'un système énergétique (importation, ressources, production, consommation) et sur l'ensemble des secteurs.
- Le modèle TIMES peut prendre en comptes des politiques spécifiques diverses, et leur temporalités, telles que : la stratégie de rénovation wallonne des bâtiments résidentiels et tertiaire, l'imposition de neutralité du parc tertiaire en 2040, l'obligation de sortie du mazout, … L'ensemble de ces politiques ayant un impact direct sur les consommations et usages énergétiques et donc sur l'optimum économique global et les résultats en 2050. Mais également sur la période que nous qualifierons de transitoire (2025 à 2045), avec pour conséquence éventuelle une augmentation de la consommation gaz sur cette période.
- Le modèle intègre les conversions mazout/gaz, l'électrification de certains processus de chauffage, et toute autre conséquence purement énergétique sur la consommation de gaz à la suite des politiques spécifiques divers.
- Le modèle TIMES prend en compte les potentiels de production de biométhane wallon sur base du cadastre de Valbiom (données de 2019), et permet l'injection de celui-ci dans le réseau de gaz actuel, de même pour le gaz de synthèse (importé ou auto-produit). Notons que, les coûts d'import ont une influence potentiellement importante sur le résultat.
- A chaque combustible sont associés différents coûts (coûts par unité d'énergie utilisée): un coût « énergie » mais aussi un coût appelé « delivery costs » qui est la somme des coûts des énergie non liés à la production de ce vecteur (exemples : coûts relatif à la distribution, à la transformation, au transport, aux taxes, aux surcharges fédérales et régionales,…). Ces « delivery costs », exogènes au modèle, peuvent être différenciés par type de combustibles mais aussi par type d'utilisateurs, ainsi le « delivery cost » de l'industrie est plus faible que celui du résidentiel et sont basés sur les rapports de la CWaPE portant sur l'analyse des prix aux clients résidentiels et des clients professionnels.
- Un jalonnement temporel, TIMES est un outil « prospectif », d'aide à la décision dans le cadre de la planification, basé sur des trajectoires.

Le modèle Times utilisé dans le cadre de cette étude, est le **modèle TIMES_RW**, mis à disposition par l'Administration wallonne[3] décrivant le système énergétique wallon dans son ensemble.

[3] Plus précisément, par le Département de l'Energie et du Bâtiment durable de la Direction de l'Aménagement du Territoire, du Logement, du Patrimoine et de l'Energie et Agence wallonne de l'Air et du Climat

Quelques **hypothèses générales**, importantes, du modèle Times-RW utilisé pour la mise en place des différents scenarios de la présente étude :

- Coûts du gaz et des produits pétroliers et leurs évolutions basés sur les valeurs préconisées dans le cadre des rapportages EU (hors taxe, transports, …)[4]

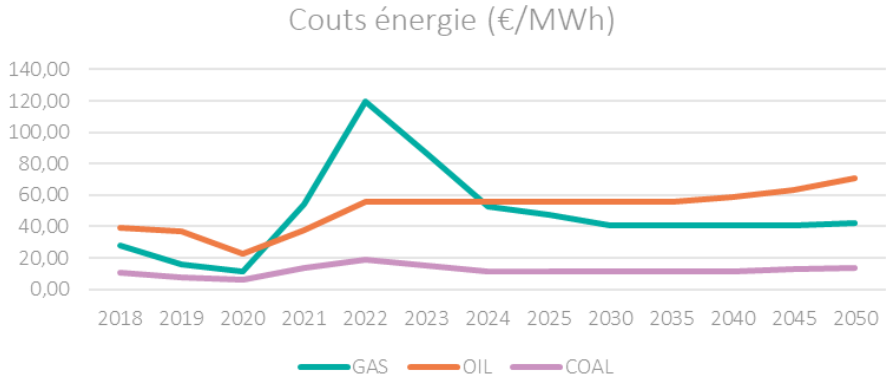


Figure 2 : coûts de l'énergie utilisés dans le modèle TIMES-RW.

Les gaz alternatifs, tels que le biométhane et l'e-CH4: la production de ces vecteurs énergétiques est, entre autres, endogène au modèle, c'est-à-dire produits directement en Wallonie tenant compte des potentiels wallons (ressources en matières méthanisables par exemple). Dans ce cas, le coût de ces molécules est directement calculé par le modèle sur base des coûts de production de ces molécules. Il est à préciser que les impacts du biométhane et de son expansion n'ont pas été analysés dans cette étude, qu'il s'agisse de leurs effets environnementaux, économiques ou sociaux. *Prise en compte du coût des gaz produits en Wallonie par le modèle : le coût des molécules telles que le biogaz produit en Wallonie est pris en compte par times via les coûts associés aux installations nécessaires à la production (CAPEX et OPEX) et des matières premières entrantes dans le processus de biométhanisation. Les coûts de l'épuration et de l'injection sont également considérés dans le modèle et associés au combustible injecté dans le réseau. In fine, donc, le coût du combustible biogaz injecté est endogène au modèle (et non imposé) et calculé sur base de l'ensemble de la chaine de production : de la production des matières premières à l'injection dans le réseau. Ce qui veut dire que le coût d'injection n'est pas considéré dans les delivery cost mais dans le coût « molécule/énergie ».*

La figure ci-dessous reprend schématiquement la production des gaz alternatifs.

[4] Issu du document "recommended parameters for reporting GHG projections in 2025", publié par la Direction générale de l'action pour le climat, département Stratégie, analyse et planification (CLIMA.A).

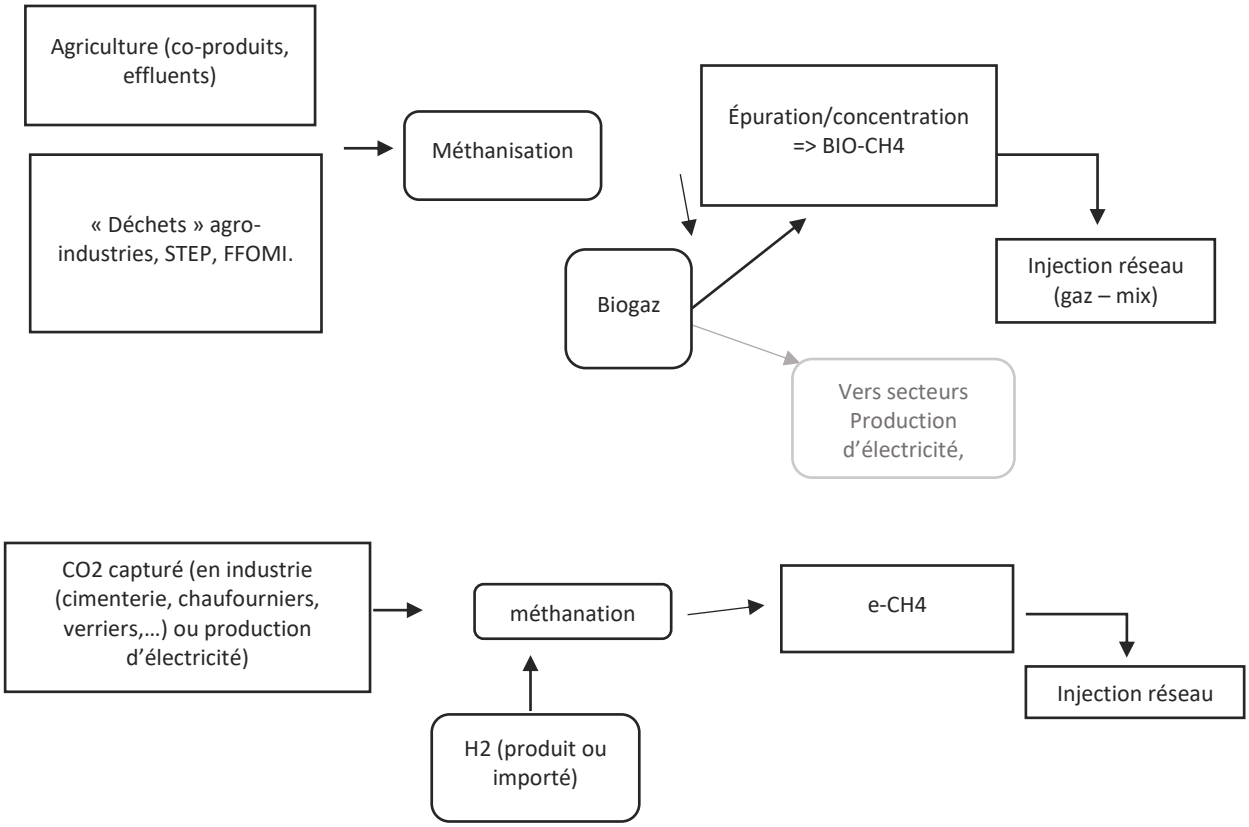


Figure 3 : Voies de production des gaz alternatifs.

Remarques importantes :

Le Biogaz produit par biométhanisation n'est pas rendu disponible uniquement pour l'injection. Le modèle a la choix, s'il le juge judicieux, et donc économiquement plus avantageux, de produire ce biogaz pour l'utiliser par exemple dans le secteur de « production de l'électricité » (via cogénération par exemple) ou pour alimenter des process basse (ou moyenne) température au sein du secteurs industriels (en agro-alimentaire par exemple).

- Face à cela, nous avons laissé la possibilité au modèle d'importer ces mêmes gaz, à **partir de 2035**.

(Source : VITO)	Limite supérieure	Coût
Import H_2	51 000 GWh	78 €/MWh
Import e-CH_4	28 000 GWh	79 €/MWh
Import Bio-CH4	Pas de limite	90 €/MWh

Tableau 1 : Capacités d'import encodées dans TIMES pour l'hydrogène et le méthane synthétique, avec les coûts associés.

- Parc de production d'électricité wallon et sortie du nucléaire sur base de la législation en vigueur.

- Possibilité d'importation de l'électricité augmentée à partir de 2035 et à hauteur du potentiel Off-shore BE (on considère que 30% de la production off-shore est importable pour la Wallonie).
- Evolution des demandes industrielles stables à horizon 2050.
- Evolution des demandes en transport sur base des études du Bureau Fédéral du Plan (BFP).
- Evolution des demandes résidentielles basées sur l'évolution du nombre de ménages (projections issues des études du BFP) et de la législation PEB pour les nouveaux bâtiments.
- Evolution des demandes pour le secteur tertiaire (appelé commercial dans la modélisation) est quant à lui basé sur l'évolution du PIB ou du nombre d'emploi des secteurs tertiaires selon l'usage énergétique visé.

3.2. Cartographie

Le futur du réseau de distribution se déterminera dans les usages qui en seront fait et en fonction des vecteurs énergétiques qui seront favorisés en Wallonie. Cela aura un impact sur la distribution spatiale de ce réseau. A terme, ce réseau pourrait arrêter de couvrir des parties du territoire wallon ou au contraire y être renforcé. Il apparaît donc important d'identifier spatialement les zones les plus susceptibles d'accueillir le réseau de distribution à l'avenir.

A cet effet, l'étude propose une analyse cartographique dont les objectifs sont multiples :

- Réaliser une analyse systématique du territoire par l'application d'une méthodologie commune pour l'entièreté du réseau de distribution ;
- Prioriser les zones du territoire selon un classement établi sur base de critères objectifs dont les données sous-jacentes sont communes entre les GRD ;
- Proposer une visualisation aisée et intuitive des résultats de l'analyse ;
- Fournir des données d'entrée pour estimer les futurs coûts de distribution ;

Cette cartographie n'a, en revanche, pas pour objet d'identifier avec précision quels secteurs statistiques sont prioritaires dans les plans stratégiques des GRDs, mais bien de visualiser quel serait le paysage global du réseau de distribution selon plusieurs scénarios de consommation.

L'analyse cartographique est réalisée avec QGIS, qui est un Système d'Information Géographique (SIG) libre de droits offrant des fonctionnalités cartographiques de traitement et de visualisation complètes.

En amont de l'analyse plutôt visuelle, le traitement des données sous-jacent est dense et suis une méthodologie précise détaillée dans la section suivante.

3.3. Outil Delivery Cost

L'objectif de cet outil est de refléter comment des variations dans les longueurs de réseau maintenues ou décommissionnées, dans le nombre de clients et dans les consommations de gaz ont un impact sur la composante des coûts de distribution dans les tarifs de distribution. La distinction entre coût de distribution et tarif est que les tarifs de distribution incluent d'autres charges en plus que les coûts de distribution et que le tarif global aux URDs inclut aussi le coût de l'énergie. Ces coûts de distribution, calculés par l'outil, auxquels sont ajoutées les taxes (pour avoir un tarif de distribution) sont encodés dans TIMES pour les besoins de l'étude.

L'outil est créé pour cette étude. Il nait de la symbiose entre des fichiers Excel d'input et d'output, et une programmation avec le langage *Python*. La figure ci-dessous représente l'outil dans les grandes lignes. Une schématisation plus précise se trouve en Annexe 2.

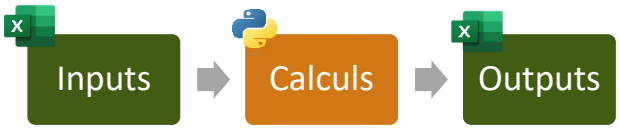


Figure 4 : architecture de l'outil DC.

Les inputs sont composés d'une base de données et des consommations, longueur de réseau et mix injecté relatifs aux sous-scenarios. La base de données exploitée par l'outil se trouve en annexe (voir Tableau 53) et se compose entre autres, des données de coûts relatives au réseau, comme les coûts d'extension, mais également les durées d'amortissement par type de conduite, etc.

Les sous-scenarios sont identifiés sur base des volumes de consommation par type de client, des longueurs de réseau maintenues, et à amortir, des extensions ou du décommissionnement de réseau les cas échéants, et le mix de gaz circulant dans le réseau. Ces dernières informations faisant l'objet d'itérations sur les *delivery costs*, à savoir qu'elles ont été ajustées en fonction des interprétations et des commentaires des GRDs, du GRT et de la CWaPE. Les calculs au sein du programme Python mettent en œuvre les équations de calcul permettant de calculer l'impact sur des changements précités sur la variation du revenu autorisé. Les outputs sont en réalité la variation dans les coûts de distribution pour les différents types de client qui sont à encoder dans TIMES pour analyser les scénarios.

Au vu du nombre de fois que l'outil de calcul des coûts de distribution sera appelé dans cette étude, l'utilisation de *Python* pour réaliser les calculs apparait pertinente. En effet, *Python* est adapté au traitement de ce genre de données et à la mise sous équation. L'utilisation de Python permet également d'avoir trois blocs clairs et distincts : les inputs, les calculs et les outputs.

L'utilisation d'Excel pour les inputs et les outputs permet d'ajouter une couche *user-friendly* dans cet outil et facilitera l'encodage des données ainsi que l'exploitation des résultats. Cela permettra également d'avoir facilement des vues d'ensemble pour comparer les sous-scénarios (que ce soit au niveau des données d'entrée ou des résultats).

4. Hypothèses principales et méthodologie spécifiques à chaque outil

4.1. TIMES

4.1.1. Hypothèses

Il est à préciser que le modèle utilisé, à savoir TIMES-Wallonie est calibré sur 2018.

Les hypothèses principales sont les suivantes :

- La capacité de stockage géologique du CO2 capté est établie sur base du potentiel de stockage géologique européen rapporté au PIB wallon.
- Le facteur d'émission CO_2éq de l'e-CH4 **importé** considéré est égal à la moitié de celui du gaz naturel importé.
- Mesures du Plan Air Climat wallon (PACE) intégrées au modèle :
    - Les objectifs CO_2éq à horizon 2030 et 2050. C'est un objectif global de réduction portant sur le total des émissions de Gaz à effet de serre tous secteurs confondus **et** en plus, un objectif de réduction spécifique associées aux émissions non-ETS.
    - La neutralité du secteur tertiaire à horizon 2040 a été imposée via un plafond des émissions CO_2 à cet horizon.
    - Les objectifs en termes de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable ont été imposés tels qu'envisagés dans le PACE.
    - En termes de chaleur renouvelable, des objectifs de croissance des PAC et installations biomasse ont été imposés comme minimum pour les secteurs tertiaire et résidentiel.
    - La sortie progressive du mazout et du charbon.
- Répartition des consommateurs gaz entre utilisateurs du réseau de distribution gaz et du réseau de transport gaz dans les différents secteurs :
    - Les secteurs résidentiels, tertiaire, transport (mobilité) et agriculture sont considérés comme étant alimentés exclusivement par le réseau de distribution du gaz.
    - Pour certains sous-secteurs de l'industrie, la répartition en pourcentage entre le gaz issu du réseau de distribution et du réseau de transport du gaz a été déterminée au travers d'une analyse supplémentaire. Certains de ces sous-secteurs sont considérés comme étant alimentés exclusivement via le réseau de transport (p.ex. le secteur de l'acier)[5].
    - La production d'électricité avec du gaz est considérée comme alimentée entièrement par le réseau de transport.

4.1.2. Estimation du nombre de clients résidentiels

Le nombre de **clients résidentiels** correspondant aux consommations de TIMES a été calculé sur base des consommations spécifiques, car le nombre de clients est nécessaire pour l'analyse cartographique et le calcul des OPEX pour les coûts de distribution. Le nombre de clients professionnels (secteurs tertiaire et industriel) n'a pas été déterminé à cette étape, en raison de l'absence de données sur la consommation spécifique pour ces secteurs – mais il a été estimé par l'outil DC. Ce traitement a été

[5] Cette analyse sectorielle se trouve à l'annexe 1.

nécessaire bien que le nombre de clients soit connu pour l'année de référence, afin d'avoir le nombre de clients projetés aux horizons 2030, 2040 et 2050.

4.1.2.1. Méthodologie d'estimation du nombre de clients résidentiels dans le modèle TIMES

La projection du nombre de clients résidentiels repose sur la consommation totale de gaz de distribution par typologie de bâtiments résidentiels. Grâce aux résultats de TIMES, il est possible de calculer la part de la chaleur nécessaire au chauffage assurée par le gaz pour chaque type de bâtiment. En combinant ces données avec le nombre de logements par typologie, on détermine le nombre de logements desservis et, par extension, le nombre de clients. La même approche est utilisée pour estimer le nombre de clients issus de nouveaux logements. Cette méthodologie est également appliquée à l'année de base, mais les résultats montrent que le nombre de clients calculé est inférieur à la réalité. Pour corriger cette différence, un ratio est établi entre le nombre de clients calculé et le nombre réel pour l'année de référence, puis appliqué aux projections futures afin d'obtenir des estimations plus réalistes.

4.1.2.2. Analyse des écarts entre la modélisation et la réalité

Dans TIMES, les bâtiments résidentiels sont modélisés par catégories (maisons 2 façades, 4 façades, appartements, etc.) et subdivisés en classes d'années de construction, ce qui permet d'attribuer à chaque bâtiment des besoins spécifiques en chauffage et en eau chaude sanitaire (ECS). Les données de base pour le nombre de logements proviennent des bilans énergétiques wallons de 2018. Pour les années futures, le modèle intègre la construction de nouveaux bâtiments aux normes PEB, tout en laissant la liberté de choisir les technologies pour répondre aux besoins énergétiques, y compris l'isolation des bâtiments existants.

Malgré cette approche détaillée, la modélisation TIMES sous-estime le nombre de clients raccordés au gaz de 47 % par rapport aux données des GRDs. Cette différence s'explique principalement par la répartition non uniforme des consommateurs de gaz selon les typologies de bâtiments. Par exemple, en milieu urbain, les logements de type 2 façades et appartements – qui ont des besoins en chauffage plus faibles – sont plus souvent alimentés au gaz que des maisons 4 façades. En conséquence, la consommation spécifique des bâtiments chauffés au gaz est en moyenne plus faible, comme le confirment les bilans énergétiques régionaux. Toutefois, TIMES n'intègre pas cette répartition hétérogène, ce qui conduit à une sous-estimation du nombre de clients.

D'autres facteurs contribuent à cet écart : certains clients combinent le gaz avec d'autres sources d'énergie comme le bois, représentant environ 10 % des différences selon les bilans énergétiques wallons. De plus, certains clients utilisent le gaz uniquement pour l'eau chaude sanitaire ou la cuisson, ce qui n'est pas pris en compte dans TIMES. Étant donné ces limitations, un ajustement systématique de 47 % est appliqué aux résultats de TIMES pour obtenir des projections plus cohérentes et alignées avec la réalité, facilitant ainsi les itérations avec l'analyse cartographique.

On obtient donc, pour chaque catégorie et sous-catégorie de bâtiments, pour chaque année modélisée, des **consommations de différents vecteurs**. En évaluant pour chaque cas la **proportion de chaleur** pour le chauffage produite par du gaz du réseau, on peut déterminer le **nombre de logements desservis** (étant donné que l'on connait le nombre de logements pour chacune des catégories et sous catégories).

4.2. Traitement de données et cartographie

La méthodologie d'identification des zones prioritaires pour le maintien et/ou l'extension du réseau de distribution repose sur le calcul d'un score de priorisation et de contraintes imposées. Sur base du score, une sélection des zones prioritaires est établie et permet ensuite d'estimer quelles extensions de réseau seraient nécessaires, d'une part, et d'estimer un potentiel de biomasse à destination de la production de biométhane, d'autre part. L'ordre logique des opérations est schématisé dans la Figure 5 ci-dessous qui précise également les sections où sont détaillées chaque étape et les outils utilisés (Excel ou cartographie).

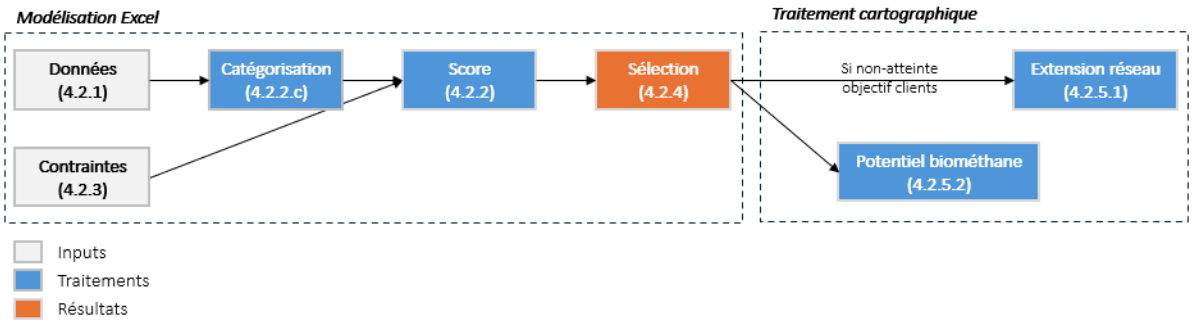


Figure 5 : Schéma conceptuel de l'analyse cartographique

4.2.1. Traitement des données

Le processus de collecte des données s'est essentiellement basé sur des échanges avec les deux GRDs wallons : ORES et RESA. Le Tableau 2 synthétise les données associées et employées pour chaque critère ainsi que les traitements nécessaires pour leur exploitation.

Critères	Données associées	Traitements
Nombre de clients actuels	Nombre de compteurs EAN par secteur statistique en 2023.	/
Nombre de clients raccordables	- Nombre de compteurs EAN raccordables par secteur statistique selon une zone tampon de 20m (ORES) - Nombre de points adresses raccordables par secteur statistique selon une zone tampon de 25m (RESA)	**1. Conversion points adresse en compteurs EAN** Le nombre de points adresses a été converti en nombre de compteurs EAN sur base d'une moyenne de logements par point adresse. Cette moyenne est dérivée du : - Nombre de logements pour les communes concernées en 2023[6] ; - Nombre de points adresses pour les communes concernées en 2023 (données RESA). **2. Supprimer les effets de bordure** Nous ne conservons que les clients raccordables identifiés dans des secteurs statistiques où le réseau est actuellement présent. **3. Extraction des clients raccordables résidentiels** 90% des compteurs EAN actuels sont attribués à des clients résidentiels. Nous appliquons ce même facteur pour ne retenir que les clients raccordables résidentiels.
Volume de consommation	Volume annuel de gaz naturel prélevé par secteur statistique et selon l'usage (résidentiel/professionnel) en 2023, en kWh	/
Vétusté du réseau	Longueur et âge moyen pondéré (par la longueur) des canalisations par secteur statistique et par niveau de pression.	/
Réseau MPC	Idem Vétusté du réseau	La contrainte de réseau MPC ne s'applique qu'à partir d'une longueur totale des canalisations de type MPC d'au moins 15m. En deçà, le secteur statistique n'est pas obligatoirement conservé[7].
Potentiel de biomasse	Estimation du volume annuel de productible réaliste par commune, en m^3	Pondéré par la proportion de la superficie d'un secteur statistique par rapport à la superficie communale.

Tableau 2 : Données et traitement associés aux critères et contraintes cartographiques

[6] Données Statbel. https://statbel.fgov.be/fr/themes/census/logement/type-de-logement

[7] Cette hypothèse a été prise en concertation avec les GRDs, dans l'idée que les canalisations de plus de 15m ont une fonction structurelle indispensable pour la distribution du gaz naturel . Cela a permis de nettoyer 46 secteurs statistiques pour une longueur totale de 285m de canalisations.

4.2.2. Calcul de scoring

B. Formule de scoring

Pour obtenir un classement des zones entre elles, il faut pouvoir les comparer sur une base commune. Nous calculons donc un score global pour chaque zone selon la formule suivante :

Équation 1 : formule de calcul du score global par secteur statistique.

$$Score\ global = \sum_{i=1}^{4} (Score\ individuel_i\ X\ Poids_i)\ [1:4]$$

Cette formule indique que :

- Pour chaque critère i (et pour un total de 4 critères), un score individuel est obtenu sur base des données ;
- Le score obtenu pour chaque critère est multiplié par un facteur de poids ;
- Le score global est la somme pondérée des scores individuels des 4 premiers critères.

Ce score se calcule exclusivement sur les quatre premiers critères présentés au tableau 3 pour chaque zone.

Dans le cadre de cet exercice, les zones sont des secteurs statistiques qui, comme le définit Statbel, constituent « l'unité territoriale statistique de base qui résulte de la subdivision du territoire des communes et anciennes communes par la Direction générale Statistique - Statistics Belgium du SPF Economie, PME, Classes Moyennes et Énergie pour la diffusion de ses statistiques à un niveau plus fin que le niveau communal ». La Wallonie en compte 9.876 pour 262 communes.

C. Critères

Les critères utilisés pour le calcul du score de priorisation ont fait l'objet de discussions entre l'ICEDD, le régulateur (CWaPE), le GRT (Fluxys) et les GRDs (ORES, RESA).

Les 4 critères suivants ont été arrêtés :

#	Critères	Définition
1	**Nombre de clients actuels**	Nombre de clients déjà raccordés au réseau de distribution en 2023.
2	**Nombre de clients raccordables**	Nombre de clients actuellement non-raccordés mais potentiellement raccordables au réseau de distribution étant donné leur proximité à celui-ci en 2024. L'intégration des clients raccordables se fait selon deux stratégies distinctes (voir tableau 2).
3	**Volume de consommation**	Volume de gaz naturel consommé par les clients (résidentiels et professionnels) sur le réseau de distribution en 2023.
4	**Vétusté du réseau**	Longueur et âge moyen actuels des canalisations du réseau de distribution existant par niveau de pression et par secteur statistique.

Tableau 3 : Critères cartographiques et définitions

Au-travers de ces critères, l'intention est de pouvoir représenter la dépendance des acteurs wallons au réseau et l'intensité de son utilisation actuelle (nombre de clients actuels et volume de consommation), tout en tenant compte que celui-ci pourrait encore être amené à être utilisé plus intensément dans certaines zones (nombre de clients raccordables). Le critère de vétusté du réseau, via l'âge moyen des canalisations, vise à donner une idée de la valeur résiduelle des actifs de réseau et, en cas de décommissionnement, des risques de réduction de valeur financière en découlant pour les GRDs.

Les données utilisées pour ces critères sont présentées dans le tableau 2.

D. Standardisation des valeurs

Les critères mentionnés possédant des échelles de valeur différentes, il est nécessaire de les standardiser pour pouvoir les additionner. La standardisation passe par l'association de chaque valeur d'un critère donné à une classe de valeurs. Pour ce faire, la distribution des valeurs de chaque critère au sein de la liste des zones d'intérêt est ramenée à 6 classes. Les limites de 5 classes sont fixées par les quantiles 20, 40, 60 et 80 de chaque distribution de valeur (Figure 6), soit les classes]0 – 20[, [20-40[, [40-60[, [60-80[et [80-100]. En plus, nous identifions une classe à part pour les valeurs égales à 0 qui représentent les secteurs statistiques où il n'y a pas de réseau de distribution. À noter que plus les valeurs des critères sont élevées, plus élevés sont les scores individuels associés ; à l'exception de la vétusté du réseau où plus les valeurs sont petites et plus les scores individuels sont élevés. Le score global varie dès lors de 0 à 5 ; la zone prioritaire où maintenir le réseau affichant le score le plus élevé.

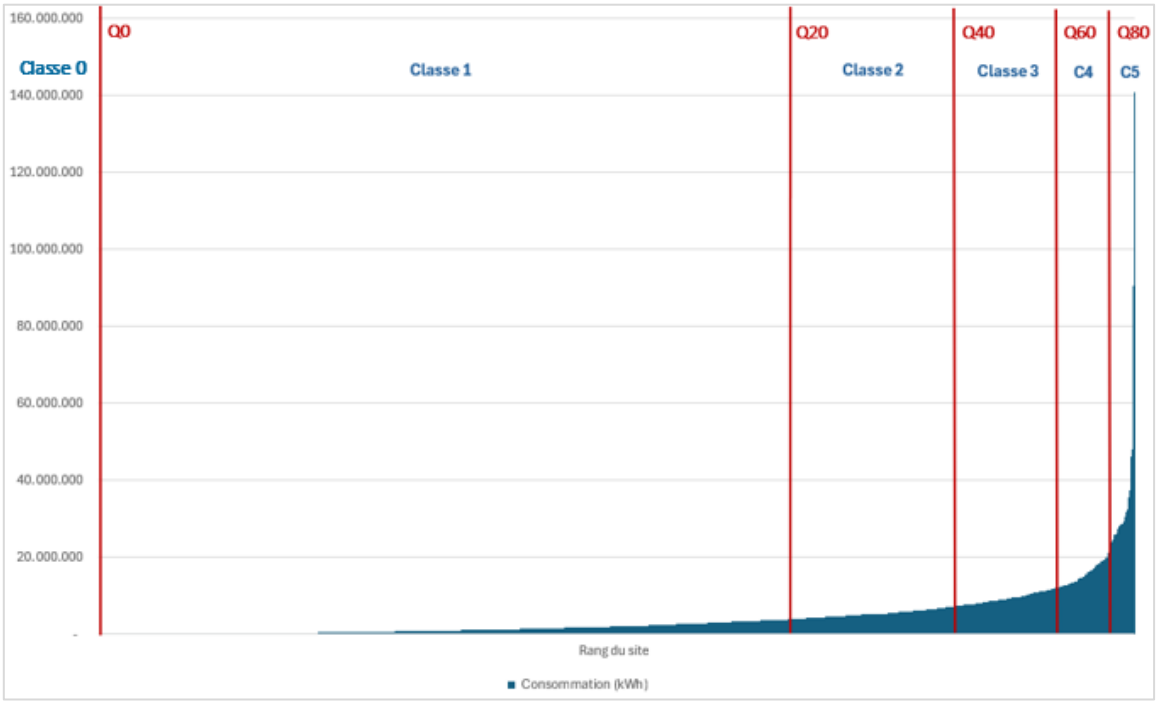


Figure 6 : Illustration fictive de la répartition de valeurs de consommation des secteurs statistiques en six classes sur base des limites des quantiles (0, 20, 40, 60 et 80) en surimposition de la monotone des consommations (kWh)

E. Facteur de poids

Par défaut, la formule de calcul du score attribue un poids identique à chaque critère. Jouer sur ces poids permet néanmoins de contraster davantage les résultats et réaliser ainsi une analyse de sensibilité. C'est le choix des poids qui définit pour partie la distinction entre les sous-scénarios de l'étude (Partie D, §4).

Deux « focus » sont définis pour faire varier le poids des critères :

Critères	#1 –Clients actuels	#2 –Volume
Nombre de clients actuels	50%	20%
Nombre de clients raccordables	10%	10%
Volume de consommation	20%	50%
Vétusté du réseau	20%	20%

Tableau 4 : Cas de figure de l'analyse de sensibilité

Le focus 1 attribue un poids plus important aux clients actuels. Cela renforcera l'importance des secteurs statistiques concentrant un plus grand nombre de clients, soit les centres urbains. Le focus 2 favorise le niveau de consommation en valeurs absolues, ce qui privilégie les grands consommateurs professionnels et les centres urbains.

Sachant que le taux de croissance de la clientèle ces 5 dernières années est de 1,4%, et que la vision politique étudiée ici est la réduction de la consommation de gaz à l'horizon 2050, le focus n'est pas mis sur les clients raccordables dans le système de *scoring*, en revanche cela est considéré plus loin dans l'analyse.

4.2.3. Application des contraintes

Le calcul de *scoring* permet de classer objectivement les secteurs statistiques entre eux sur base de critères similaires. Cependant, il ne tient pas compte de critères techniques qui rendent certaines portions du réseau indispensables pour son bon fonctionnement d'une part, et il ignore l'utilisation future qui pourrait en être faite si la Région wallonne valorise son potentiel de biomasse.

En conséquence, nous avons décidé d'appliquer deux contraintes en amont du *scoring*.

#	Critères	Définition
1	**Réseau MPC**	Tous les secteurs statistiques recensant des canalisations du niveau de pression MPC sont obligatoirement conservés.
2	**Potentiel de biomasse**	Les secteurs statistiques présentant les deux conditions suivantes sont obligatoirement conservés : • Présence actuelle du réseau de distribution ; • Potentiel de biomasse à destination de la production de biométhane auto-suffisant (i.e. le rapport entre le potentiel de production de biomasse et la consommation de gaz est ≥1).

Tableau 5 : Résumé des contraintes dans l'analyse cartographique.

4.2.4. Sélection des zones prioritaires

L'attribution d'un score où d'un statut de contrainte (réseau MPC ou potentiel biomasse) guide le choix de conserver ou non un secteur statistique. D'abord, nous conservons les secteurs statistiques associés à une contrainte avant de conserver en priorité ceux obtenant les meilleurs scores.

Toutefois, le seuil déterminant à partir de quel secteur statistique arrêter la sélection est fixé selon un objectif de nombre de clients résidentiels à atteindre. Ce nombre de clients est dérivé des modélisations de consommations futures de gaz selon le modèle TIMES (voir Partie C 3.1) en tenant compte de consommations types.

L'illustration ci-dessous représente le classement des secteurs statistiques tenant compte de leur score et du cumul de clients résidentiels pour tous les secteurs statistiques conservés en amont. La dernière colonne fait état de la sélection finale (=1) ou non (=0) du secteur. Il s'agit de la situation pour le sous-scénario 4 TWh A en 2050.

F1_Secteurs statistiques	F1_Commune	F1_Score	F1_Clients résidentie	F1_Cumul clients res	F1_SEL_RES_2050
62063A20-	Liège	3,10	512,40	403210,60	1,00
62119D11-	Blégny	3,10	534,93	403745,54	1,00
62063B232	Liège	3,10	353,07	404098,61	1,00
62063A93-	Liège	3,10	457,30	404555,91	1,00
62063B211	Liège	3,10	429,44	404985,35	1,00
55023B00-	Lessines	3,10	459,17	405444,52	1,00
56001A10-	Anderlues	3,10	462,26	405906,78	1,00
25050A00-	La Hulpe	3,10	411,81	406318,60	1,00
54007D021	Mouscron	3,10	459,17	406777,77	1,00
52011K202	Charleroi	3,10	459,17	407236,94	1,00
25014A13-	Braine-l'Alleud	3,10	447,85	407684,79	1,00
55022A20-	La Louvière	3,10	430,34	408115,13	1,00
25110A00-	Waterloo	3,10	292,39	408407,52	1,00
53053A70-	Mons	3,10	433,43	408840,95	1,00
52012A033	Châtelet	3,10	430,34	409271,29	1,00
57027G000	Estaimpuis	3,10	421,08	409692,37	1,00
53028C001	Frameries	3,10	433,43	410125,81	0,00
54007D010	Mouscron	3,10	424,17	410549,97	0,00
52011E101	Charleroi	3,10	428,29	410978,26	0,00
57003A001	Antoing	3,10	382,99	411361,24	0,00

Figure 7 : Illustration de la sélection finale de secteurs statistiques pour le sous-scénario 4 TWh A en 2050.

4.2.5. Stratégie d'intégration des clients raccordables

La section précédente explique comment arrêter la sélection des secteurs statistiques sur base du nombre de clients résidentiels à atteindre. A l'exception des sous-scénarios 0 TWh (A, B et C) et 4 TWh A, il y a lieu de tenir compte du potentiel de clients raccordables.

Leur intégration a fait l'objet de deux stratégies distinctes :

- **Densification du réseau de distribution existant** (tous les sous-scénarios 4/8/12 TWh) : consiste à calculer le nombre de clients raccordables par secteur statistique en appliquant un taux de pénétration. Cette stratégie retient d'abord les clients raccordables des secteurs statistiques prioritaires selon le scoring. Il est donc possible d'avoir des décommissionnements dès lors que le nombre de clients visés est atteint sur base des clients actuels et raccordables. Cette stratégie se concentre sur le réseau existant et ne prévoit pas d'extension du réseau ;
- **Extension du réseau de distribution** (tous les sous-scénarios 18 TWh) : d'abord nous faisons le choix de maintenir l'ensemble du réseau existant. Sur cette base, nous estimons le nombre de clients actuels et raccordables par secteur statistique. Au cas où l'objectif de clients résidentiels n'est pas atteint, nous considérons également le potentiel de clients raccordables dans des zones actuellement sans réseau.

Le tableau suivant identifie la stratégie appliquée par sous-scénario ainsi que le taux de pénétration appliqué. Il compare le taux de pénétration appliqué par le modèle au taux effectif qui traduit le nombre de clients raccordables réellement retenus par rapport au potentiel de clients raccordables estimés par les GRDs.

Scénario	sous-scénario	Stratégie	2030		2040		2050	
			TP - modèle	TP - effectif	TP - modèle	TP - effectif	TP - modèle	TP - effectif
0 TWh	ssA	Non applicable						
	ssB	Non applicable						
	ssC	Non applicable						
4 TWh	ssA	Densification	25%	20%	25%	19%	25%	12%
	ssB		60%	60%	60%	60%	60%	19%
	ssC		25%	20%	25%	19%	25%	12%
8 TWh	ssA	Densification	25%	20%	25%	22%	25%	17%
	ssB		60%	41%	60%	60%	60%	38%
	ssC		25%	20%	25%	22%	25%	18%
12 TWh	ssA	Densification	25%	25%	25%	25%	25%	24%
	ssB		60%	60%	60%	60%	60%	60%
	ssC		25%	25%	25%	25%	25%	24%
18 TWh	ssA	Densification et extension	25%	2%	25%	38%	25%	38%
	ssB		75%	2%	75%	38%	75%	38%
	ssC		25%	41%	25%	41%	25%	41%

Tableau 6 : Stratégie d'intégration des clients raccordables, taux de pénétration modèle et effectif, par sous-scénario

Outre la visualisation des résultats, l'utilisation d'outils cartographiques a été nécessaire à deux égards :

- Identifier comment pourrait être étendu le réseau pour les sous-scénarios 18 TWh (A, B et C) ;
- Identifier où pourrait être collecté le potentiel de biomasse.

Ces deux usages sont détaillés ci-après.

4.2.5.1. Extension du réseau de distribution

Dans le cas d'une extension de réseau, il est nécessaire de comprendre où procéder à cette extension. La modélisation d'extension est guidée par deux critères : le potentiel de clients raccordables et la distance au réseau existant.

En plus des clients raccordables estimés par les GRD au sein des secteurs statistiques avec réseau, les clients raccordables hors réseau sont estimés sur base du nombre de logements en 2021 dans ces secteurs statistiques.[8] S'agissant d'une donnée proxy théorique, nous appliquons un taux de pénétration de 25% pour tenir compte d'un potentiel plus réaliste. Conceptuellement, la sélection des secteurs statistiques où devrait statistiquement s'étendre le réseau s'arrête dès lors que l'objectif de clients résidentiels est finalement atteint.

Les projets d'extension ne se font qu'au départ de zones où le réseau est déjà présent. Comme l'extension du réseau n'est modélisée que pour le scénario 18 TWh – soit l'équivalent du niveau de consommation actuel, cela signifie que l'identification de nouvelles zones se fait au départ de l'entièreté du réseau actuel. Les nouveaux secteurs statistiques à « activer » constituent donc l'ensemble des secteurs statistiques supplémentaires nécessaires pour rencontrer l'objectif de clients à atteindre – le réseau actuel n'étant pas suffisant. Nous ne fixons pas de limite de distance à parcourir étant donné qu'un grand nombre de clients raccordables est nécessaire pour répondre aux besoins du scénario 18 TWh. En effet, avec l'amélioration des performances énergétiques du bâti attendue pour l'horizon 2050, il faudra plus de clients pour un même niveau de consommation finale.

Outre le nombre de clients supplémentaires à aller chercher dans les nouvelles zones, ces dernières sont aussi fonction de leur distance au réseau existant. Le calcul de la distance se fait de centroïde[9] à centroïde entre deux secteurs statistiques. Chaque nouveau secteur statistique « activé » pouvant

[8] Données Statbel. https://statbel.fgov.be/fr/themes/census/logement/type-de-logement

[9] Centre géométrique ou localisation moyenne d'une entité spatiale – ici le secteur statistique.

théoriquement être combiné à une multitude d'autres secteurs, nous ne retenons que la combinaison ayant la plus faible distance. La somme des distances minimum pour chaque « nouveau » secteur statistique nous permet alors de dériver la longueur des canalisations nécessaires à l'extension du réseau. Tenant compte de la vision simplificatrice de cette approche, nous appliquons un facteur correctif de 10% supplémentaire pour quantifier d'éventuels bouclages du réseau et autres trajectoires non-linéaires.

Les extensions et l'ajout d'assets relatifs à la **production, épuration et injection de biométhane sont hors du scope de l'étude cartographique** et ainsi du calcul des DC. En effet, ces assets ne sont pas dans le chef des GRDs mais bien des producteurs de biométhane. Ces coûts sont par ailleurs intégrés dans l'outil TIMES au travers du coût « molécule », ainsi s'ils étaient considérés ici il y aurait une redondance.

4.2.5.2. Potentiel de biomasse à destination de la production de biométhane

La Wallonie est une terre prometteuse en matière de potentiel de biomasse pouvant servir à la production de biométhane. Selon l'étude réalisée par Valbiom (2019), le potentiel réaliste en biomasse[10] wallon s'élève à une production annuelle de 8,5 TWh. Cette étude estime également ce potentiel (en m³/an) pour chaque commune wallonne.

Notre analyse s'attelle à estimer le potentiel de biomasse qui pourrait être collecté sur le territoire wallon tenant compte des projections de la localisation future du réseau de distribution. Pour cela nous distinguons deux cas de figure selon le niveau d'auto-suffisance des communes.

L'auto-suffisance[11] est estimée comme le rapport entre le niveau de potentiel réaliste par commune fourni par l'étude Valbiom (2019) et le volume de consommation communal de gaz (2023). Pour chaque commune, nous pouvons ainsi déterminer un statut d'auto-suffisance ou non. Notre analyse étant néanmoins menée à l'échelle des secteurs statistiques, nous prenons l'hypothèse de leur attribuer le même statut d'auto-suffisance que celui de leur commune. Par contre, le volume de productible communal estimé par Valbiom est lui ramené au niveau des secteurs par pondération selon leur superficie (par rapport à la superficie communale).

Pour les **communes auto-suffisantes**, l'hypothèse est que dès qu'un secteur statistique est retenu, l'ensemble du potentiel de biomasse de la commune est collecté. Ce potentiel s'arrête toutefois aux frontières de la commune car, au-regard de sa consommation, il n'est pas nécessaire d'aller chercher plus (et plus loin) de biomasse. Pour rappel, par contrainte, nous retenons d'office les secteurs statistiques auto-suffisants avec réseau (§4.2.3).

Pour les **communes non auto-suffisantes**, le potentiel de biomasse est considéré dans un rayon de 10km au départ des secteurs statistiques retenus lors de la sélection. À nouveau, ce critère de distance est calculé entre secteurs statistiques de centroïde à centroïde. Un seuil de 10km a été arrêté car nous entendons minimiser la distance entre les lieux de production et d'injection du biométhane. A noter que les communes pour lesquelles il n'y a pas de consommation de gaz mais qui présentent bien un certain potentiel de biomasse sont traitées comme des communes non auto-suffisantes. L'absence d'un réseau de gaz implique *de facto* qu'elles ne peuvent pas être retenues dans la sélection des secteurs. En revanche, elles pourraient être situées dans un rayon de 10km par rapport à un secteur avec réseau retenu par la sélection.

---

[10] Selon le rapport de Valbiom (2019), il existe 3 niveaux d'estimation du potentiel en biomasse :

1. Le **potentiel théorique**, c'est-à-dire la biomasse, agricole ou résiduelle produite quel qu'en soit l'usage. Cela couvre les cultures agricoles et les effluents du bétail ;
2. Le **potentiel théorique améliorée** qui s'obtient en ajoutant, au potentiel théorique, les gisements qui pourraient être créés par de la biomasse additionnelle (cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVEs) et les herbes de prairie) ;
3. Le **potentiel réaliste** obtenu en multipliant le potentiel théorique amélioré par des pourcentages de mobilisation.

[11] Il s'agit d'une auto-suffisance sur base annuelle. L'effet de saisonnalité n'a pas été pris en compte (production de biométhane est relativement constante alors que la consommation résidentielle fluctue. En hiver, le chauffage prend plus de gaz que l'ECS et la cuisson, alors que c'est l'inverse en été.

4.3. Outil delivery cost

4.3.1. Vue globale sur l'outil

Le tarif final payé par le consommateur – à l'exception de l'évolution du couts de transport du gaz qui ne sont pas repris dans la présente étude - peut être décomposé selon trois coûts principaux comme illustré dans l'équation ci-dessous :

$$Tarif = Cout_{energie} + Cout_{distribution} + Cout_{taxes_globales}$$

Équation 2 : décomposition du tarif final.

Les coûts liés à l'énergie sont inclus dans l'outil TIMES, ainsi **l'objectif de l'outil de calcul est de fournir l'évolution des coûts de distribution et les taxes à TIMES**. Afin de mieux représenter l'impact des modifications du réseau, il est considéré que la composante « taxes globales » est constante. En effet, cette composante fixe représente en réalité la TVA, les accises, les surcharges fédérales et régionales ainsi que le transport. Tout le challenge réside donc dans le calcul des coûts de distribution qui sont impactés par les modifications des consommations et des actifs du réseau.

Pour faire le lien avec les tarifs périodiques de distribution du gaz naturel, ces derniers se décomposent en :

- Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution
- Tarif pour les obligations de services publics (OSP)
- Tarif pour les surcharges
- Tarif pour les soldes régulatoires

		Code EDIEL
I. Tarif pour l'utilisation du réseau de distribution		
Capacité	(EUR/kW/an)	G140
Fixe	(EUR/an)	G140
Proportionnel	(EUR/kWh)	G140
II. Tarif pour les obligations de service public	(EUR/kWh)	G145
III.Tarif pour les surcharges		
Redevances de voirie	(EUR/kWh)	G861
Impôt sur les sociétés	(EUR/kWh)	G850
Autres impôts locaux, provinciaux ou régionaux	(EUR/kWh)	G860
IV. Tarif pour les soldes régulatoires	(EUR/kWh)	G410

Figure 8 : Extrait d'un tarif périodique de distribution.

Parmi ces composantes, l'outil DC détermine la partie « proportionnelle » des tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution. Ensuite, les surcharges, les taxes, le tarif OSP et le coût du transport sont ajoutés pour obtenir toutes les composantes du coût hors énergie à ajouter dans TIMES. Comme précisé ci-dessous, ce prisme d'approche des coûts de distribution n'est pas plus détaillé puisque le séquençage des coûts n'a pas été réalisé selon la séparation des consommateurs par catégorie T1 à T6.

Les **coûts de distribution** sont encadrés par la **méthodologie tarifaire**, elle-même encadrée par le décret tarifaire. La CWaPE, en tant qu'autorité de régulation, définit cette dernière et approuve les tarifs périodiques et non périodiques liés à la distribution. Les méthodologies tarifaires sont adoptées pour des périodes de 5 ans.

Plus précisément, les GRDs (RESA et ORES) calculent leur « revenu autorisé » sur base de cette méthodologie. L'outil développé suit une logique similaire à celle des GRDs lorsqu'ils définissent les coûts de distribution pour chaque type de client.

4.3.2. Approche de l'outil

Cet outil, créé pour calculer les coûts de distribution du gaz naturel selon les différents sous-scenarios, prend en compte les aspects suivants :

- Les OPEX contrôlables ;
- Les coûts d'extension du réseau (le cas échéant) ;
- Une éventuelle valeur résiduelle en cas de décommissionnement d'une partie du réseau ;
- L'amortissement des assets du réseau de gaz.

Chacun de ces termes seront détaillés plus loin dans ce rapport.

La pierre angulaire de la réflexion dans la construction de l'outil est la formule ci-dessous qui exprime le lien entre revenu autorisé, les volumes de consommation ainsi que les coûts de distribution.

Équation 3 : équation globale de calcul du revenu autorisé.

$$Revenu\ autorisé = \sum_{type\ de\ client} Volume * Cout_{distribution}$$

Les volumes de consommation pour chaque type de client sont fournis directement par TIMES. Pour calculer les coûts de distribution, il faut donc calculer le revenu autorisé. C'est pourquoi notre outil est décomposé en deux grandes parties :

1. Le calcul de la variation du revenu autorisé (sur base de la méthodologie tarifaire).
2. Le calcul des coûts de distribution sur base des volumes consommés et du nouveau revenu autorisé.

Le tableau ci-dessous illustre l'approche utilisée dans cet outil par rapport à la stratégie employée par les GRDs afin de fixer les coûts de distribution futurs pour chaque type de client.

Stratégie des GRDs	Développement de l'outil
1. Budgétisation du revenu total autorisé [€] sur base de la méthodologie tarifaire	1. Calcul de la variation du revenu total autorisé sur base de la méthodologie tarifaire
2. Estimation des volumes pour chaque type de client [kWh]	2. Les volumes de consommations sont fournis par TIMES
3. Décision stratégique pour fixer les tarifs [€/kWh]	3. Une hypothèse est posée : le poids des augmentations ou diminutions des coûts se fait de manière équitable entre les types de client

Tableau 7 : Méthode de calcul du RA pour les GRDs en vis-à-vis de la méthodologie de l'outil DC.

4.3.3. Hypothèses globales et structurantes

Cette section a pour but de présenter les hypothèses structurantes afin d'avoir une vue d'ensemble de l'outil ainsi que de mieux comprendre comment cet outil s'intègre dans l'étude. Les hypothèses moins générales et structurantes seront présentées au fur et à mesure plus loin dans ce rapport.

Il est important de comprendre que les coûts de distribution sont calculés pour plusieurs horizons temporels et pour plusieurs types de client comme expliqué ci-dessous.

A. Temporalité des calculs

L'année de référence utilisée dans l'outil de calcul des coûts de distribution est l'année 2023 car c'est la dernière année pour laquelle il est possible d'obtenir des données réelles et non des données budgétées.

L'étude a pour objectif d'étudier l'avenir du gaz aux horizons 2030, 2040 et 2050. Il est donc important que la photo prise du réseau à ces trois horizons de temps reflète bien tout ce qu'il s'est passé par rapport à l'année de référence. C'est pourquoi, les modifications de réseaux (décommissionnement ou extension) encodées à l'année 2030 reflètent toutes les modifications réalisées entre 2023 et 2030. La réflexion est identique pour l'année 2040 (reflète toutes les modifications réalisées entre 2030 et 2040) ainsi que pour 2050 (reflète toutes les modifications réalisées entre 2040 et 2050). Bien que ceci ne reflète pas la réalité technique, cela permet d'étaler les modifications du réseau aux années antérieures, sans quoi les modifications 2040-2050 ne seraient pas reflétées dans les coûts de distribution.

Comme expliqué plus loin, **l'outil travaille donc par pas de temps et n'effectue pas de calculs pour les années entre ces trois horizons temporels** (2030, 2040 et 2050).

B. Indexation des coûts

Les coûts fournis à TIMES par cet outil sont bien évidemment évolutifs entre 2030 et 2050. Ces évolutions ne tiennent pas en compte l'inflation puisque des taux d'actualisation sont déjà imputés dans TIMES.

C. Méthodologie tarifaire

La méthodologie tarifaire a une durée de validité de 5 ans. Cette étude se base sur la dernière méthodologie tarifaire disponible à l'heure actuelle, celle pour la période régulatoire 2025 – 2029. Etant donné que cette étude a pour but d'analyser l'avenir du réseau de gaz jusque 2050, l'hypothèse est que la manière de calculer le revenu autorisé sera constante jusque cette date.

D. Types de client

Au fur et à mesure de l'implémentation de l'outil, trois classifications différentes des clients ont été observées. Celles-ci sont illustrées dans le tableau ci-dessous :

	Méthodologie tarifaire	Selon les tarifs		TIMES	
T1	< 5 MWh	Résidentiel	/	Résidentiel	/
T2	5 - 150 MWh	Professionnel	< 120MWh	Tertiaire	/
T3	150 - 1000 MWh	Professionnel	120-500MWh	Industrie	/
T4	1 - 10 GWh	Professionnel	500-5000MWh	/	/
T5	> 1 GWh (non télérelevés)	Professionnel	5-50GWh	/	/
T6	> 10 GWh (télérelevés)	Professionnel	50-250GWh	/	/
T7	Stations-services qui commercialisent du CNG	/	/	/	/

Tableau 8 : classifications des types de client.

Il est important de noter que **TIMES possède uniquement trois types de clients** (résidentiel, tertiaire et industrie) comparés aux autres classifications qui en ont 6 ou 7. Etant donné que les nouveaux coûts de distribution sont directement exploités par TIMES, une simplification a directement été appliquée. Ainsi, le choix a donc été fait de retenir dans cet outil la même classification que celle de TIMES et de conserver les types de client suivants : résidentiel, tertiaire et industrie. Dans l'implémentation de l'outil de calcul, ces types de clients sont numérotés 1, 2 et 3 respectivement.

La seule donnée d'entrée nécessaire qui doit être subdivisée par type de client concerne les tarifs actuels. En effet, la manière utilisée pour calculer les variations du revenu autorisé requiert des données plus générales sur le réseau tels que les variations de longueurs de réseau et les variations du nombre de clients (peu importe si c'est un client résidentiel, tertiaire ou industriel). Les tarifs de 2023 payés par les clients ont été fournis par la CWaPE avec la décomposition par coût (coût de distribution, coût des taxes globales et coûts de l'énergie) et ce, avec la classification selon les tarifs.

Il est ainsi nécessaire de fusionner la classification selon les tarifs vers la classification de TIMES. Cette opération est déjà faite dans TIMES afin de calculer les coûts de distribution et les coûts des taxes pour l'année de référence du modèle TIMES-Wallonie (2018). La même approche est utilisée dans l'outil de calcul des coûts de distribution :

- Coût des clients résidentiels TIMES correspond au coût des clients résidentiels selon les tarifs.
- Coûts des clients tertiaires TIMES correspond à la moyenne des coûts des 3 types de client professionnel suivants : < 120MWh, 120-500MWh et 500-5000MWh.
- Coûts des clients industriels TIMES correspond à la moyenne des coûts des 3 types de client professionnel suivants : 500-5000MWh, 5-50GWh et 50-250GWh.

En réalité, une 4e catégorie de client est présente dans TIMES, c'est le secteur du transport (mobilité). Les consommations étant tellement faibles et négligeables, ce secteur n'est pas pris en compte dans l'outil DC.

La classification généralement présentée par la CWaPE n'est pas utilisée dans le cadre de cet outil.

E. Consultation des GRDs et implication dans l'outil

L'outil de cartographie et TIMES ne font pas de distinction entre les parties du réseau associée à un GRD ou à un autre. Etant donné que l'outil de calcul des coûts de distribution se nourrit des résultats agrégés de l'outil cartographique, il n'est pas possible de distinguer les GRDs dans cet outil. L'objectif de cette étude est de comprendre l'avenir du réseau de gaz dans son ensemble et non d'obtenir des conclusions par GRD. De plus, au regard des discussions du nouveau gouvernement wallon au sujet de la fusion potentielle de gestionnaires de réseau, cette méthodologie semble adéquate (Mathieu, 2024).

Il est important de noter que les GRDs ont été consultés tout au long du développement de l'outil afin de valider les hypothèses prises et nous éclairer sur leurs stratégies et réflexions afin que l'outil respecte au mieux la réalité de terrain. Pour des raisons évidentes, ORES et RESA n'ont pas systématiquement les mêmes stratégies ou hypothèses de calcul, c'est pourquoi, il a parfois été nécessaire d'effectuer un mix ou un arbitrage entre leurs manières de procéder.

4.3.4. Description de la méthodologie de calcul et des équations

Cette section est destinée à rentrer dans le détail de la méthodologie de calcul des coûts de distribution ainsi que de la collecte des données. Les équations majeures implémentées dans l'outil seront présentées ainsi que des explications concernant la prise en compte des différents éléments. Les hypothèses seront également présentées.

A. Données d'entrée du modèle

Toutes les données exploitées par le modèle sont condensées dans un fichier Excel. Celui-ci est composé de plusieurs feuilles ou groupe de feuilles :

- Les feuilles de prétraitement dont le nom commence par « 0_ » ;
- La feuille *Database* composée d'un tableau qui reprend les paramètres exploités par le modèle (voir annexe, Tableau 53) ;
- Les feuilles associées à chaque sous-scénario.

La feuille *Database* se compose, pour chaque donnée :

- Du nom (exploité directement par *Python* et ne doit donc pas être modifié sans aller faire la modification également dans le code)
- Une brève description ;
- La valeur ;
- L'unité ;
- La source, celle-ci peut être le nom d'un email reçu par la CWaPE ou un GRD, la mention que c'est une hypothèse ou un site web.
- Eventuellement une remarque, parfois cela fait référence à une autre feuille du document pour voir les éventuels calculs de prétraitement.

Dans chaque feuille associée à un sous-scénario, il y a, pour chaque itération :

- Les consommations par type de client et par année, celles-ci sont fournies par TIMES ;
- Chacune des modifications faites au réseau.

Le terme modification est utilisé pour exprimer tout groupement de décommissionnement ou extension appliqué(e) au réseau. Le terme groupement vient du fait qu'il n'est pas réaliste d'encoder les conduites une par une. Il est donc possible d'encoder en une seule ligne toutes les conduites décommissionnées ayant les mêmes caractéristiques ou toutes les extensions ayant les mêmes caractéristiques.

Chaque modification, que ce soit un décommissionnement ou une extension est distinguée selon les caractéristiques suivantes :

- Un id qui permet de l'identifier ;
- L'année concernée (2030, 2040 ou 2050) ;
- Le type de modification :
    - Décommissionnement BP ;
    - Décommissionnement MP ;
    - Extension BP ;
    - Extension MP.
- La variation du nombre de EAN ;
- Variation de la longueur du réseau, la valeur doit toujours être encodée en valeur absolue. L'outil fait le lien entre cette variation et le type de modification, dans le cas d'une extension, celle longueur viendra agrandir le réseau et inversement dans le cas du décommissionnement.

Dans le cas d'un décommissionnement, il faut également ajouter la caractéristique suivante :

- L'âge du réseau au moment de l'année de référence (2023). L'outil adapte automatiquement cet âge en fonction de l'année calculée. Dit autrement, lorsque l'outil fait ses calculs pour l'année 2030, il ajoute donc 7 ans à l'âge de toutes les modifications encodées pour 2030.

Pour pouvoir grouper des décommissionnements, il faut donc que toutes les caractéristiques (âge et type de modification) soient les mêmes. Concernant l'âge du réseau, le niveau de détail le plus fin qu'il est possible d'obtenir via l'outil cartographique est l'âge moyen des conduites d'un même secteur statistique. Si aucun arrondi pour regroupement n'est effectué sur ces âges, il y a aura autant d'âges différents (et donc de ligne à encoder dans le fichier Excel) qu'il y a de secteurs statistiques sur lesquels des modifications ont été appliquées. C'est pourquoi, les âges moyens par secteur statistique seront regroupés dans différentes catégories :

- Par pas de 5 ans entre 0 et 10 ans ;
- Par pas de 10 ans entre 10 et 50 ans ;
- Les conduites ayant plus de 50 ans.

Pour les catégories avec un âge inférieur à 50 ans, la moyenne de l'intervalle sera sélectionnée pour ensuite appliquée à tous les âges de la même catégorie. Il y aura donc une ligne à encoder par catégorie d'âge. La première ligne aura donc un âge moyen de 2.5 ans (pour les conduites âgées entre 0 et 5 ans), la deuxième aura un âge moyen de 15 ans (entre 10 et 20 ans) et ainsi de suite jusque 50 ans.

L'âge des conduites étant exclusivement utilisé pour calculer la potentielle valeur résiduelle en cas de décommissionnement et la durée d'amortissement étant de 50 ans, toutes les conduites plus âgées peuvent être regroupées au sein d'une seule et même catégorie.

Pour pouvoir jouer sur le **nombre de clients sans appliquer de modification sur le réseau**, il est possible d'encoder une modification sans variation de longueur mais avec une variation du nombre de clients. Cela impactera donc uniquement les OPEXs[12]. C'est la technique utilisée pour encoder l'augmentation du nombre de clients issus des nouveaux logements (donnée fournie par TIMES). Cela reflète donc que de nouvelles constructions viennent se raccorder au réseau actuel sans le modifier (variation du nombre de clients sans variation de longueur réseau).

Un autre élément important à noter est une subtilité qui a été ajoutée dans la manière d'encoder les longueurs de décommissionnement. Dans le cas où l'outil cartographique indique qu'il faut décommissionner plus de réseau en 2030 qu' en 2040 (par rapport à l'état actuel), cela voudrait dire qu'il faudrait étendre le réseau entre 2030 et 2040 pour atteindre la longueur souhaitée en 2040. Ce qui résulterait en un décommissionnement puis quelques années après une extension. C'est un caractère qui ne reflète pas la réalité et qui est donc à éviter dans cette étude. C'est pourquoi, lorsque ce cas a été rencontré, les données de décommissionnement pour 2030 fournies par l'outil cartographique ont été ignorées et remplacées par un **décommissionnement linéaire** entre 2023 et 2040. Le décommissionnement en 2030 correspond donc à 7/17 (7 correspond aux 7 années entre 2023 et 2030 et 17 pour le nombre d'années entre 2023 et 2040) du décommissionnement prévu pour 2040.

Ce phénomène n'a pas été observé entre 2040 et 2050.

Pour finir, les **variations du nombre de clients** encodés dans ces données correspondent uniquement au secteur résidentiel (voir 4.1). En effet, l'outil cartographique est développé sur base des données de clients résidentiels uniquement. Il n'est donc pas possible d'associer une variation de client professionnel à un décommissionnement. C'est pourquoi, l'outil intègre directement la fluctuation du nombre de clients professionnels sur base de la consommation. Si la consommation du secteur industriel augmente, le nombre de client associé augmente de manière proportionnelle également. C'est le même raisonnement pour le secteur tertiaire.

B. Calcul de la variation du RA

Cette section a pour but de quantifier l'impact des modifications du réseau (extension ou décommissionnement), la variation du nombre de clients ainsi que la dévaluation du réseau sur le revenu autorisé. Cette section se base sur les équations de la méthodologie tarifaire.

Comme expliqué précédemment, l'outil calcule une variation du revenu autorisé et, pour ce faire, l'article 8 de la méthodologie tarifaire sera la base des réflexions.

$$\Delta RA = \Delta CNO + \Delta CNCC + \Delta MBE + \Delta Q + \Delta SR$$

Équation 4 : calcul de la variation du RA selon la méthodologie tarifaire.

Avec :

- RA : le revenu autorisé
- CNO : les charges nettes opérationnelles
- CNCC : les charges nettes relatives aux compteurs communicants électricité

[12] Sous l'hypothèse que le raccordement standard ne serait plus gratuit.

- MBE : la marge bénéficiaire équitable
- Q : le terme « qualité »
- SR : la quote-part des soldes régulatoires

Il est évident que le terme lié aux charges nettes relatives aux compteurs communicants électricité ne doit pas être considéré dans le cadre de cette étude. Les termes liés à la qualité et aux quote-part des soldes régulatoires peuvent être légitimement laissés de côté dans cette étude. En effet, notre analyse n'a pas pour but d'avoir un niveau de détail suffisant que pour estimer ou quantifier les objectifs de qualité du réseau. De plus, comme expliqué précédemment, trois focus (2030, 2040 et 2050) seront calculés pour rendre compte de l'état du réseau à ces pas de temps donné sans expliciter les interactions entre les années dans le calcul du revenu autorisé.

L'équation précédente peut donc se réécrire comme suit :

$$\Delta\, RA = \Delta\, CNO + \Delta\, MBE$$

Équation 5 : calcul de la variation du RA selon les hypothèses de l'outil DC.

Il reste donc le terme lié aux charges nettes opérationnelles ainsi que celui lié à la marge bénéficiaire équitable.

i. Variation des charges nettes opérationnelles

Les charges nettes opérationnelles sont composées de charges contrôlables et non contrôlables. Dans le cadre de cette étude, les charges non contrôlables sont considérées comme constantes. Cette hypothèse a été prise en concertation avec la CWaPE.

Concernant les charges nettes contrôlables, celles-ci peuvent être décomposées en deux parties : les OPEX et les amortissements.

$$\Delta\, CNO = \Delta\, OPEX_{contr} + \Delta\, AMO$$

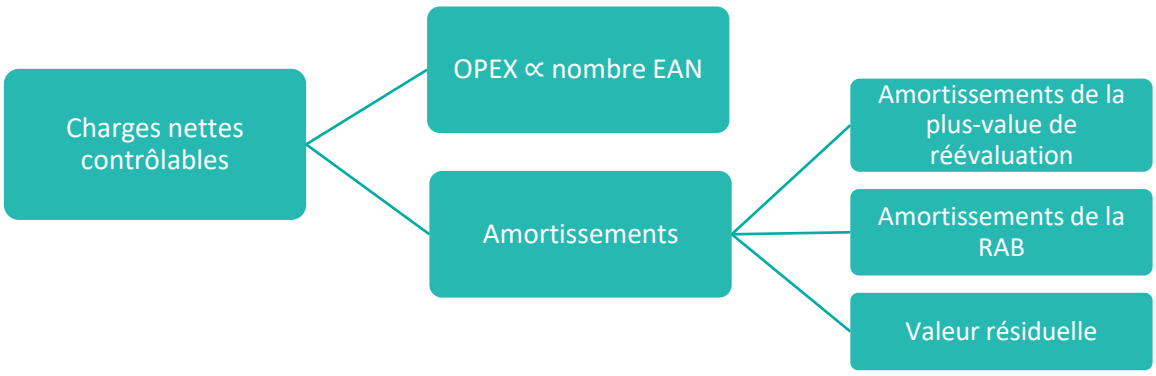


Figure 9: décomposition des charges nettes contrôlables

Variation des OPEX contrôlables

La variation des OPEX contrôlables est considérée comme proportionnelle au nombre de compteurs EAN desservis par le réseau de gaz. En effet, une partie des OPEX contrôlables représente la gestion de la clientèle (relève, switches, prépaiement, clientèle protégée, plainte, …). Cette hypothèse simplifie donc le calcul des OPEX et permet, sur base de la variation du nombre d'EAN, de déterminer la variation des OPEX. Cette hypothèse a été validée sur base d'une concertation avec la CWaPE et les GRDs.

Ce terme illustre concrètement que, dans le cas d'une réduction du réseau, des clients sont perdus et donc les frais de gestion de la clientèle diminuent et inversement dans le cas d'une extension.

Variation des amortissements

Les amortissements peuvent être décomposés en trois catégories : les amortissements de la plus-value de réévaluation, les amortissements de la RAB ainsi que l'amortissement suite à une potentielle valeur résiduelle (en cas de décommissionnement).

Par définition de la plus-value de réévaluation, son amortissement est constant dans le temps, il n'y a donc pas de variation de l'amortissement de la plus-value de réévaluation d'ici 2050. Cependant, la plus-value de réévaluation intervient dans le calcul de la variation de la marge bénéficiaire équitable.

Concernant l'amortissement de la RAB, et donc la perte de valeur du réseau suite à son amortissement au fur et à mesure des années, les taux d'amortissement annuels sont présentés dans la méthodologie tarifaire à l'article 26. Cependant, ces taux sont différents en fonction du type d'asset (bâtiment, conduite, compteur, etc.) et l'outil n'a pas pour vocation de représenter de manière séparée la valeur de chaque asset. C'est pourquoi, un **taux moyen d'amortissement représentatif** pour l'ensemble du réseau doit être utilisé. En accord avec les GRDs et la CWaPE, un taux de 3.5% par an a été retenu.

Pour ce qui est du calcul de l'amortissement liée à une potentielle valeur résiduelle, ceci est expliqué plus loin dans ce rapport.

ii. Variation de la marge bénéficiaire équitable

La marge bénéficiaire équitable est composée de 2 éléments, la MBE de la plus-value et la MBE de la RAB. Son calcul se fait via l'article 18 de la méthodologie tarifaire.

$$\Delta\, MBE = \Delta\, RAB_{hors_plus_value} \ * \ \eta + \Delta\, plus - value \ * \ \eta'$$

Équation 6 : Calcul de la variation de la MBE.

Avec

- η le pourcentage de rendement autorisé applicable à la base d'actifs régulés valant 4,027% comme détaillé à l'article 31 et 32 de la méthodologie tarifaire ;
- η' pourcentage de rendement autorisé de l'année N, applicable à la plus-value de réévaluation. Ce rendement vaut également 4,027% jusqu'en 2025 et puis décroit linéairement pour atteindre 0 en 2035. Ceci est expliqué et détaillé dans l'article 33 et 34 de la méthodologie tarifaire ainsi que dans l'annexe 1 aux pages 18 et 19.

La Figure 11 illustre l'évolution de la valeur de la plus-value ainsi que la marge bénéficiaire équitable associée.

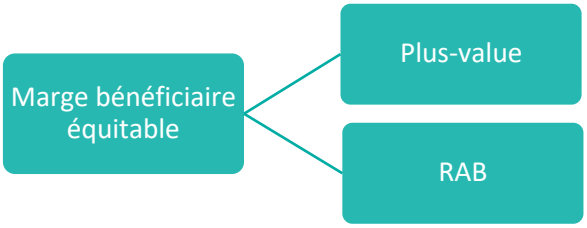


Figure 10 : décomposition de la marge bénéficiaire équitable

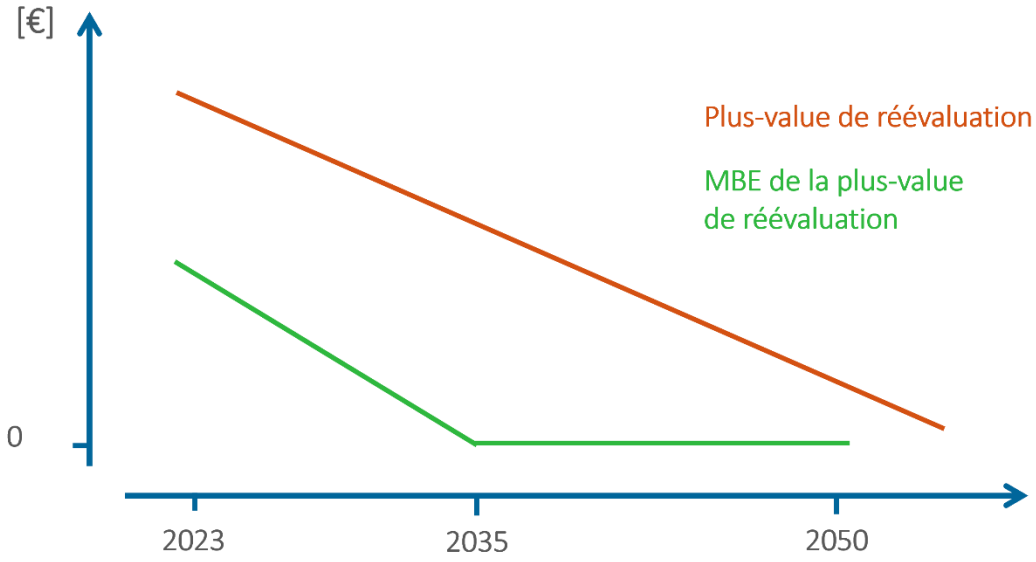


Figure 11 : évolution de la plus-value de réévaluation et la MBE associée.

iii. Décommissionnement et extension

Après avoir présenté les différents termes des équations servant au calcul de la variation du revenu autorisé, il convient d'examiner de manière concrète la manière dont les modifications apportées au réseau sont encodées et intégrées dans les calculs.

Décommissionnement

Dans le cas du décommissionnement, plusieurs éléments doivent être pris en compte :

- Diminution des OPEX contrôlables ;
- Potentielle valeur résiduelle :
  - Diminution de la RAB ;
  - Augmentation des amortissements.

Le calcul de la variation des **OPEX contrôlable**s est assez immédiat. En effet, l'outil de cartographie peut fournir le nombre de compteurs EAN perdus et une simple règle de trois peut être appliquée.

$$\Delta\, OPEX_{contr,déco} = \frac{OPEX_{contr,2023}}{nbre_{EAN,2023}} * \Delta\, nbre_{EAN}$$

Équation 7 : Variation des OPEX contrôlables.

Lors d'un décommissionnement, il se peut que les conduites n'aient pas encore été complètement amorties. Dans ce cas, une **valeur résiduelle** doit être prise en compte dans le calcul du revenu autorisé.

Cette valeur résiduelle aura deux conséquences, une diminution de la RAB ainsi qu'une augmentation des amortissements. La diminution de la RAB est calculée comme étant la somme des valeurs résiduelles pour tous les décommissionnements ayant eu lieu entre deux années étudiées. En effet, cette diminution représente la perte de valeur des assets sur toute la période étudiée.

Lorsqu'on décommissionne une conduite avec une valeur résiduelle de 100, les amortissements de l'année en question augmentent de 100. Cet effet n'est pas cumulatif entre les années, c'est-à-dire que l'année après ce décommissionnement, tout a été amorti en un an et la conduite n'apparait plus dans les comptes de résultat du GRD. Etant donné que l'étude porte sur trois années pour lesquelles le réseau sera étudié à un temps t, comme si une photo était prise de la situation à une certaine année. C'est pourquoi, il ne faut tenir compte que de l'amortissement de l'année étudiée (2030, 2040 ou 2050) et donc prendre la moyenne de la valeur résiduelle totale calculée sur la période précédente. C'est-à-dire, la valeur résiduelle totale divisée par 7 (2030-2023) dans le cas de l'année 2030 et divisée par 10 dans les cas 2040 et 2050. Le décommissionnement est considéré comme constant par an, même si ça ne reflète pas la réalité, mais cette hypothèse peut être prise car elle simplifie les calculs (sans prédiction possible des itinéraires techniques des GRDs), et cela semble cohérent avec le fait que la méthodologie tarifaire s'adapte entre les années (vie des corrections).

Celle-ci se calcul sur base de l'investissement initial, du taux d'amortissement et de l'âge de la conduite au moment du décommissionnement.

$$VR = INV_{initial} * (1 - TAUX_{amo} * AGE_{conduite})$$

Équation 8 : Calcul de la valeur résiduelle.

Avec

$$INV_{initial} = COUT_{INV,initial} * \Delta\, longueur_{conduite}$$

Équation 9 : Calcul de l'investissement initial.

Le taux d'amortissement d'une conduite de 2% est fixé par la méthodologie tarifaire à l'article 26. Ce taux de 2% est différent du taux de 3.5% présenté dans la section du calcul de l'amortissement. En effet, pour le calcul de l'amortissement de la RAB, il faut prendre un taux d'amortissement représentatif de l'entièreté du réseau et pas uniquement des conduites. Dans cette section, ce taux d'amortissement ne concerne que les conduites. En effet, l'outil cartographique ne permet d'obtenir que des informations sur les conduites et non sur l'entièreté des assets du réseau.

Ce taux d'amortissement n'est valable que pour les assets de type conduite,

L'âge de la conduite ainsi que la longueur sont fournis par l'outil cartographique. Déterminer le coût d'investissement initial d'une conduite n'est pas chose aisée. En effet, les prix de pose des conduites ont fortement fluctué et ceux-ci sont différents si c'est de la basse ou de la moyenne pression. Par ailleurs les GRDs ont également racheté des réseaux à d'autres acteurs. À la suite de discussions avec les GRDs, une hypothèse réaliste est de partir des coûts d'investissement actuels et de les dé-actualiser, sur base de l'inflation, pour obtenir un coût à l'année de la pose de la conduite. Cette hypothèse est également celle utilisée par RESA et a été validée comme étant réaliste par ORES.

$$COUT_{INV,initial} = \frac{COUT_{INV,2023}}{(1 + TAUX_{actualisation})^{AGE_{conduite}}} \ [€/m]$$

Équation 10 : Coût d'investissement initial.

Les taux d'inflation belges depuis 1975 nous ont été fournis par Statbel. Le taux d'actualisation retenu est le taux d'inflation annuel moyen entre 1975 et 2023 qui vaut 3,36%.

Dans l'outil, une distinction est faite entre les conduites basse et moyenne pression pour le coût d'investissement par mètre de conduite. Pour chaque type de pression, une moyenne des coûts d'investissement en 2023 pour les deux GRDs a été réalisée.

Extension

Dans le cas d'une extension, plusieurs éléments doivent être pris en compte :

- Augmentation des OPEX contrôlables ;
- Augmentation de la RAB.

Le calcul de la variation des OPEX contrôlables n'est pas aussi direct que dans le cas du décommissionnent. En effet, il n'est pas possible de connaître directement la variation du nombre de EAN. L'information disponible via l'outil de cartographie est le nombre de client raccordable suite à cette extension. Il est donc important de prendre un pourcentage de ce nombre de nouveaux clients car tous les clients ne vont pas forcément se raccorder au réseau. Un taux de pénétration de 25% sur 10 ans a été retenu afin de rendre compte d'un potentiel réaliste.

Le calcul devient donc :

$$\Delta\, OPEX_{contr,extension} = \frac{OPEX_{contr,2023}}{nbre_{EAN,2023}} * \Delta\, nbre_{EAN} *\ TAUX_{pénétration}$$

Équation 11 : Calcul OPEX contrôlable pour les extensions.

Le calcul de l'augmentation de la RAB est assez direct, lors d'une extension, la RAB augmente de la valeur de l'investissement total. Cet investissement se calcul comme la longueur de l'extension multipliée par le coût d'investissement par mètre de conduite.

C. Lien entre variation du RA et coûts de distribution

Une fois la variation du revenu autorisé calculée et les volumes de consommation fournis par l'outil TIMES, alors il sera possible de calculer des nouveaux coûts de distribution pour chaque pas de temps étudié. Ces calculs se basent sur les formules suivantes :

$$RA = \sum_{type\ de\ client} Volume * Cout_{distri}$$

$$\Delta RA = RA_2 - RA_1$$

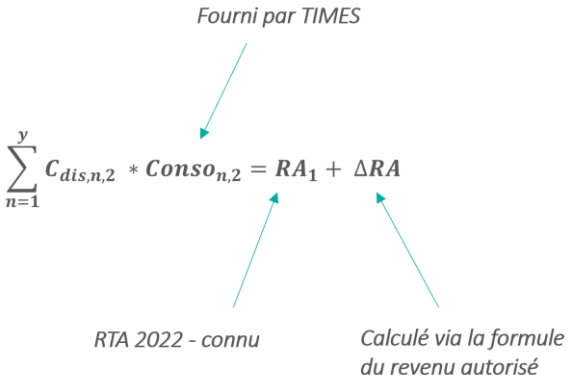
Équation 12 : Développement du calcul du revenu autorisé (RA).

Avec, RA_1 le revenu autorisé de l'année de référence (2023) et RA_2 le revenu autorisé de l'année calculée (2030, 2040 ou 2050). L'indice *2* correspond donc aux différentes années calculées dans les équations ci-dessous. Les calculs présentés ci-dessous doivent donc être réalisés pour chacun des trois pas de temps analysés. Les équations se transforment donc comme suit.

$$RA_2 = \sum_{type\ de\ client} Volume_2 * Coût_{distri,2}$$

$$RA_2 = RA_1 + \Delta RA$$

Ce qui peut se réécrire



Équation 13 : développement du calcul du RA.

Cette dernière équation est donc une équation à trois inconnues (les coûts de distribution pour chaque type de client). Une hypothèse doit donc être posée pour résoudre cette problématique : le poids des augmentations ou des diminutions des coûts de distribution se fait de manière équilibrée entre les types de client. Autrement dit, si le coût de distribution des clients tertiaires est, à l'heure actuelle, 40% moins élevé que celui du résidentiel, cette différence de 40% sera encore vraie pour toutes les années étudiées jusque 2050. Cette hypothèse a été prise en concertation avec la CWaPE et les GRDs.

Ces équations deviennent donc :

$$Volume_{resi,2} * Coût_{distri,resi,2} + Volume_{ter,2} * Coût_{distri,ter,2} + Volume_{indu,2} * Coût_{distri,indu,2} = RA_1 + \Delta RA$$

Équation 14 : développement du calcul du RA.

Les coûts de distribution du tertiaire et de l'industrie peuvent donc s'exprimer sur base des coûts du secteur résidentiel :

$$Coût_{distri,ter,2} = x_2 * Coût_{distri,resi,2} \quad (1)$$
$$Coût_{distri,indu,2} = x_3 * Coût_{distri,resi,2} \quad (2)$$

Équation 15 : développement du calcul du RA.

Avec les coefficients x_2 et x_3 qui sont déterminés à l'année de référence et puis conservés constants pour toutes les années étudiées. En faisait la moyenne des coûts pour ORES et RESA, nous obtenons les valeurs suivantes[13] :

$$x_2 = 60{,}00\ \%$$
$$x_3 = 15{,}37\ \%$$

L'équation précédente se réécrit donc :

$$Volume_{resi,2} * Coût_{distri,resi,2} + Volume_{ter,2} * x_2 * Coût_{distri,resi,2} + Volume_{indu,2} * x_3 * Coût_{distri,resi,2} = RA_1 + \Delta RA$$

Équation 16 : développement du calcul du RA.

Ce qui permet d'isoler la valeur des coûts de distribution pour le secteur résidentiel et de l'exprimer sur base d'éléments connus :

$$Coût_{distri,resi,2} = \frac{RA_1 + \Delta RA}{Volume_{resi,2} + Volume_{ter,2} * x_2 + Volume_{indu,2} * x_3}$$

Équation 17 : développement du calcul du RA.

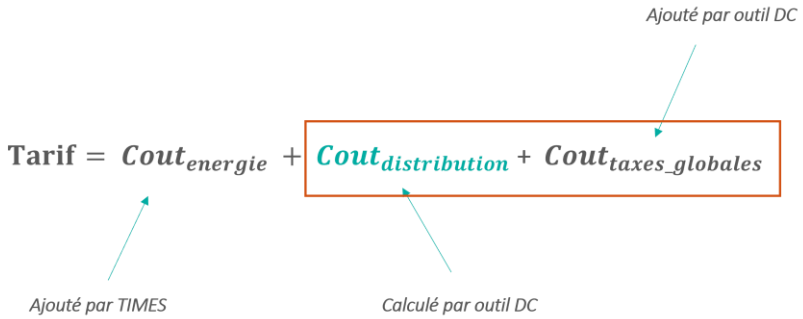
Sur base des équations (1) et (2), il est ensuite possible de retrouver les coûts de distribution pour les types de client tertiaire et industriel[14].

[13] Voir fichier d'input de l'outil delivery cost

[14] NB : cette méthodologie avec les coefficients de rapports entre les types de clients permet de rendre l'analyse plus robuste. En effet, une première méthodologie avait été mise sur la table et consistait à conserver la participation de chaque type de consommateur au revenu autorisé. Par exemple, si en 2023 la participation au RA du secteur résidentiel, tertiaire et industriel était respectivement de 70%,20% et 10% alors la participation au RA en 2050 aurait été identique. Une lacune méthodologique est alors rapidement identifiée puisque dans le cas où des shifts de clients entre secteur s'opèrent, et qu'il ne reste que quelques clients dans l'industrie par exemple, alors ces derniers voient leur coût au MWh exploser. De même, si un secteur disparait du réseau de distribution (ce qui se produit dans certains sous-scenarios), alors l'équation doit être adaptée. Ainsi, la réflexion de proportionnalité entre clients permet d'éviter des écueils méthodologiques, bien que cela rende plus complexe l'analyse des résultats.

Les coûts de distribution sont maintenant calculés pour les trois types de client et pour chaque année étudiée. Les coûts qui doivent être encodés dans TIMES sont la somme des coûts de distribution et les coûts liés aux taxes (transport, surcharges fédérales, surcharges régionales et TVA). La composante taxe est considérée comme constante tout au long de notre étude.

Le tarif total payé par les clients peut donc se décomposer de la sorte :



4.3.5. Extension

Il n'est pas possible d'obtenir la distinction entre extension BP ou MP grâce à l'outil cartographique mais uniquement la longueur totale à étendre. C'est pourquoi, l'hypothèse suivante a été posée : la même répartition du réseau entre BP et MP que le réseau actuel est utilisée pour répartir la longueur totale d'extension entre une extension BP et une extension MP. Cette hypothèse peut, à première vue, sembler forte mais en réalité, les coûts d'une extension BP ou MP ne variant que d'environ 0.2%, celle-ci a peu d'impact sur le coût total des extensions.

5. Liens entre les outils

Le schéma ci-dessous montre une vue globale sur les interactions entre les outils. Ces dernières sont nombreuses et montrent la complexité de la méthodologie employée dans cette étude, surtout que deux outils ont été spécifiquement créés.

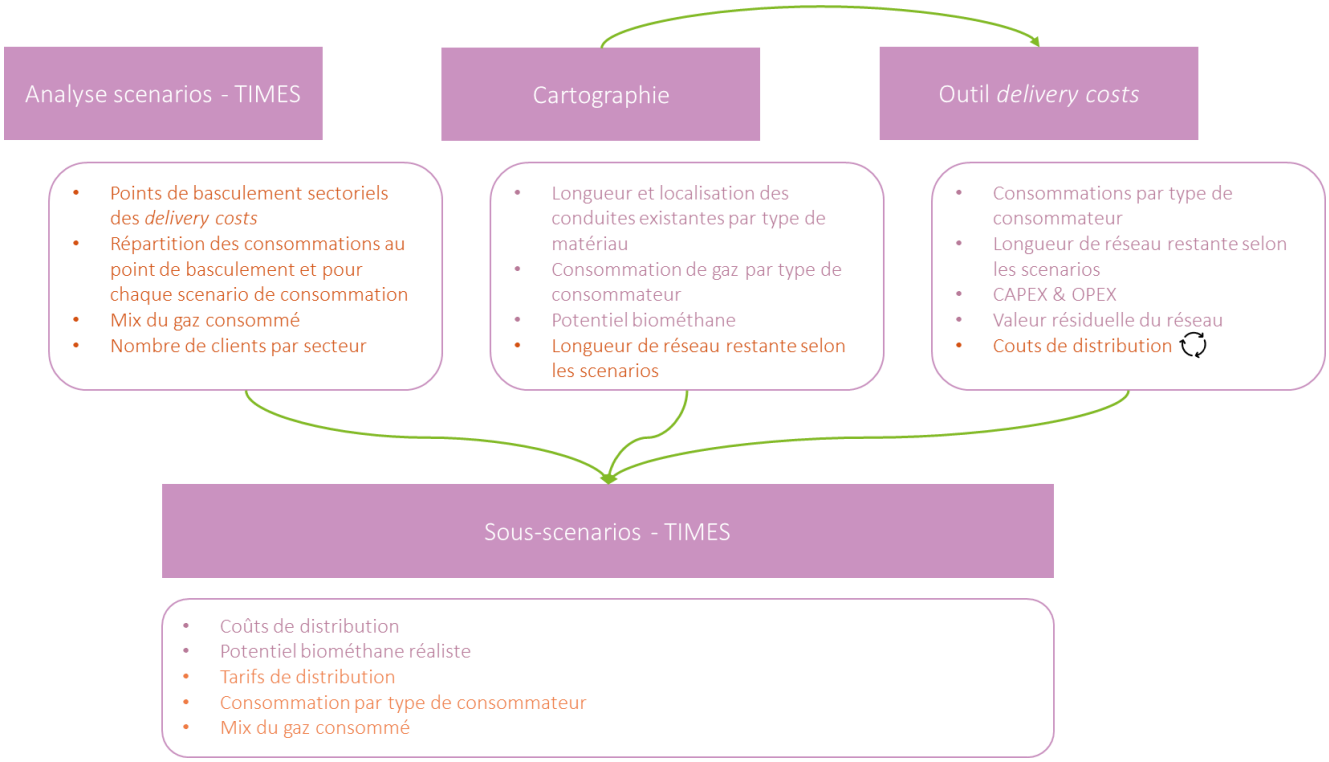


Figure 12 : Interactions entre les outils de l'étude. En mauve, ce sont les inputs de l'outil et en orange ce sont les outputs.

Dans la chronologie des usages pour les sous-scenarios, une première analyse de référence a eu lieu dans TIMES. Sur base de ces premiers résultats, l'analyse cartographique et le calcul de nouveaux coûts de distribution a pu avoir lieu. Ensuite, des **itérations** entre les coûts de distribution et les résultats TIMES ont été réalisées.

Il est important de préciser que l'année de référence pour TIMES est 2018 tandis que pour l'outil cartographique et l'outil DC, **l'année de référence** est prise comme étant la plus récente pour laquelle des données réelles sont disponibles auprès de la CWaPE et des GRDs, c'est-à-dire 2023. Afin d'éviter tout problème lié au transfert de données entre les outils, les données de TIMES sont reprises sous forme absolue pour l'année en question. Dit autrement, les données de consommation pour l'année 2030 représentent la **consommation projetée** en 2030 et non une variation par rapport à l'année de référence.

5.1. Première itération TIMES

Les scenarios majeurs ont fait l'objet d'un premier run avec des coûts de distribution tels que définis dans le modèle TIMES pour la Wallonie. Sur base de ce premier run, une série d'informations ont alimenté les outils suivants en cascade :

- La consommation par type de clients (résidentiel, tertiaire et industriel)
- Le nombre de clients résidentiels
    - Sur base d'une consommation spécifique en kWh/m² de logement type.
- Le nombre de nouveaux logements

5.2. Traitements des données et analyse cartographique

Pour cet outil, les inputs étaient

- Le nombre de clients résidentiels aux horizons 2030, 2040 et 2050 ;
- Les consommations intermédiaires jusque 2050 ;
- Le potentiel communal de biométhane réaliste.

En dehors des traitements préliminaires relatifs nécessaires aux données reçues par les GRDs, les traitements étaient :

- Le calcul des scores par secteurs statistiques ;
- La spatialisation au regard de plusieurs critères du réseau de distribution, sans considération purement technique.

Les outputs étaient :

- La longueur théorique de réseau à démanteler, maintien théorique du réseau dans certaines zones. L'information est précisée par niveau de pression et par catégorie d'âge des canalisations ;
- Le nombre de clients EAN résidentiels (raccordés et raccordables) sur le réseau maintenu ;
- Le potentiel biométhane réaliste et disponible proche du réseau.

L'analyse cartographique ne considère pas les nouveaux logements, mais cela est considéré dans l'outil DC et les itérations avec TIMES.

5.3. Outil delivery cost

L'input était :

- Les consommations par type de clients aux différents horizons ;
- Le nombre de clients résidentiels aux horizons 2030, 2040 et 2050 sur base de la spatialisation des consommations au regard du score de priorisation ;
- Les modifications réseau (longueurs de décommissionnement ou d'extension) ;
- L'âge moyen des conduites à décommissionner ;
- Le nombre de nouveaux logements raccordés au réseau (itération initiale TIMES).

Les traitements étaient :

- La répartition des extension BP et MP ;
- Les calculs du nombre de clients professionnels et tertiaires sur base des consommations de TIMES ;
- La variation du nombre de clients entre 2023 et les paliers temporels 2030, 2040 et 2050.

L'output est :

- La variation du revenu autorisé ;
- Les coûts de distribution à tous les horizons.

5.4. TIMES

TIMES utilise les résultats de l'outil delivery costs, mais aussi les plafonds de nombre de consommateurs résidentiels (voir §5.5.3). Ces plafonds ont été calculés pour certains sous-scenarios par le traitement cartographiques des données, et reflètent la capacité maximale de clients résidentiels sur le réseau, à savoir les clients raccordés et 25% des clients raccordables.

L'input était :

- Les coûts de distribution, avec taxes, à tous les horizons ;
- Le potentiel biométhane dans le réseau de distribution restant.

L'output est :

- Les consommations par type de client ;
- Le nombre de clients finaux ;
- Le mix gaz ;
- Le coût total par unité de gaz consommé par les URDs.

TIMES identifie également dans les consommateurs finaux par type de client les nouveaux logements qui sont raccordés au gaz. En raison de l'interdépendance entre les outils, il est indirectement considéré que ces nouveaux logements raccordés au gaz sont proches du réseau existant ou retenus dans les sous-scenarios.

5.5. Itérations

L'étude prévoit des itérations sur les coûts de distribution à la fois sur l'étude des scenarios majeurs et des sous-scenarios, afin d'affiner les résultats, d'ajuster les paramètres du modèle TIMES et d'obtenir des résultats plus précis et cohérents. Ces dernières permettent aussi de comprendre les sensibilités du modèle et les incertitudes.

Les itérations sont de trois niveaux :

- Itérations sur le scenario central ;
- Itérations au niveau des scenarios majeurs ;
- Itérations au niveau des sous-scenarios.

Ces dernières sont détaillées ci-dessous.

5.5.1. Itérations sur le scenario central

Des itérations successives ont eu lieu en modifiant les tarifs de distribution par sauts majeurs afin de déterminer le point de basculement de ce dernier (notion définie ultérieurement dans ce rapport). Au total cinq itérations ont été réalisées.

5.5.2. Itérations sur les scenarios majeurs

Les scenarios majeurs ont tourné une première fois avec des coûts attribués à l'ETS 2, et une deuxième fois sans ces coûts ETS 2. L'étude de sensibilité réalisée ici montrait que l'ETS 2 a beaucoup d'influence sur les consommations de gaz dans le réseau de distribution. Les résultats avec coût de l'ETS étaient incohérents avec la réalité technique derrière l'évolution du réseau. Ceci a donc bien confirmé l'hypothèse prise de ne pas considérer les coûts de l'ETS 2 dans l'étude.

5.5.3. Itérations sur les sous-scenarios

Une fois les paramètres variables entre les sous-scenarios définis, un ordre de traitement des données et des itérations a été établi. Cet ordre est présenté au Tableau 9 : tableau récapitulatif des itérations par sous-scenario..

L'ordre des outils sélectionnés pour chaque sous-scénario peut engendrer des incohérences entre les résultats produits par les différents outils. En effet, l'outil cartographique n'est utilisé qu'une seule fois par sous-scénario, et le réseau est donc dessiné une seule fois. Ce réseau doit impérativement servir de contrainte pour les itérations suivantes. Autrement dit, le réseau défini par la cartographie limite le nombre de clients raccordés et raccordables. Il est essentiel que les simulations ultérieures (avec les outils DC et TIMES) respectent cette contrainte. Dans le cas contraire, les résultats des simulations ne seraient plus cohérents avec le réseau initialement défini.

Le nombre de clients connectés au réseau peut être ajusté facilement dans l'outil DC, mais cela est moins intuitif dans le modèle TIMES. Pour appliquer une contrainte sur le nombre de clients résidentiels dans TIMES, il est nécessaire d'avoir déjà effectué une première simulation pour le sous-scénario concerné. Ainsi, il n'est pas possible d'intégrer cette contrainte dès la première simulation TIMES d'un sous-scénario. Prenons l'exemple du scénario 4, sous-scénario A, où l'ordre des étapes est le suivant : cartographie, outil DC, TIMES, outil DC, puis TIMES. La contrainte relative au nombre de clients résidentiels ne pourra être appliquée qu'à la toute dernière simulation TIMES. Cependant, lors de la deuxième simulation avec l'outil DC, il est crucial de tenir compte des limites imposées par le nombre de clients. Bien que cet ajustement soit immédiat dans l'outil DC, il influence également la consommation résidentielle, donnée fournie par TIMES.

En utilisant les résultats de la première simulation TIMES, il est possible de déterminer la consommation résidentielle correspondant à la limite du nombre de clients définie par la cartographie. En effet, la consommation issue de TIMES permet une évaluation du nombre de clients que cette simulation prévoit. Si ce nombre est plus élevé que celui fixé par l'outil cartographique, on utilise cette différence pour calculer une limite proportionnelle sur la consommation de gaz dans le secteur résidentiel qui devra être imposée à la prochaine itération de Times. L'outil DC utilisé en amont de cette prochaine itération dans TIMES prend en compte cette consommation corrigée et reporte cette différence sur les secteurs tertiaire et industriel, selon leur part de consommation respective. Cette redistribution permet de préserver la cohérence avec la consommation totale de gaz calculée par TIMES.

	Ordre des outils						
	Itération 1 - scenario majeur	Itération 1 - sous-scenario	Itération 1 - sous-scenario	Itération 1 - sous-scenario	Itération 2 - sous-scenario	Itération 2 - sous-scenario	Itération 3 - sous-scenario
Scen0_ssA	TIMES	Outil DC	TIMES	Carto	TIMES	Outil DC	TIMES
Scen0_ssB	TIMES	Outil DC	TIMES	Carto	TIMES	Outil DC	TIMES
Scen0_ssC	TIMES	Outil DC	TIMES	Carto	TIMES	Outil DC	TIMES
Scen4_ssA	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	/	Outil DC	TIMES
Scen4_ssB	TIMES	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	Outil DC	/
Scen4_ssC	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	/	Outil DC	TIMES
Scen8_ssA	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	/	Outil DC	TIMES
Scen8_ssB	TIMES	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	Outil DC	/
Scen8_ssC	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	/	Outil DC	TIMES
Scen12_ssA	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	/	Outil DC	TIMES
Scen12_ssB	TIMES	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	Outil DC	/
Scen12_ssC	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	/	Outil DC	TIMES
Scen18_ssA	TIMES	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	Outil DC	TIMES
Scen18_ssB	TIMES	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	Outil DC	TIMES
Scen18_ssC	TIMES	TIMES	Carto	Outil DC	TIMES	Outil DC	TIMES

Tableau 9 : tableau récapitulatif des itérations par sous-scenario.

6. Approche générale et préceptes de l'analyse des résultats

L'approche de l'étude est celle du **régulateur**. Bien que l'analyse des données soient basées majoritairement sur des données issues des GRDs, le sens premier de l'étude est d'étudier de façon prospective différents scenarios de consommation du gaz, et de voir l'impact sur le réseau afin d'identifier des pistes d'actions au niveau régulatoire et financiers pour limiter les impacts sur lesdits GRDs et les URDs. Ainsi, partant de cette position, puisque quatre scenarios de consommation de gaz sur le réseau de distribution projettent une baisse (voir une disparition dans un cas) de la consommation, **aucun investissement additionnel** n'est prévu dans ces scenarios. En revanche, dans le scenario 18TWh qui équivaut à la consommation actuelle, des extensions sont prévues.

Les résultats de chaque outil peuvent paraitre discordants avec la réalité ou les projections des coûts par les GRDs. Cependant, la **vue holistique** est ici de mise, car c'est bien l'interaction entre les trois outils qui permet d'avoir une vue sur le paysage du gaz en Wallonie selon les différentes consommations. Aussi, les itérations n'ont impliqué qu'une seule fois la cartographie, contrairement à trois fois pour l'outil DC et TIMES.

Typiquement, les résultats cartographiques ont pour but d'estimer, selon une méthodologie complexe, les longueurs de réseau restantes, décommissionnées ou étendues. Cela permet également de donner un potentiel biométhane qui considère la présence de réseau, et de le rendre davantage réaliste. En effet, le transport de la biomasse sur de longues distances est questionnable dans l'idée de la production et consommation locales et du poids CO2 qui ne serait plus nul en raison de l'impact du transport. L'analyse biométhane est une question additionnelle ajoutée à l'analyse en termes de spatialité, et d'ajustement du modèle TIMES pour le potentiel disponible dans le réseau de distribution. Elle ne considère pas les projets de biométhaniseurs en cours à l'écriture de ces lignes.

Les résultats issus de l'outil DC ne reflètent que la composante distribution du tarif, cela **ne représente** ainsi **pas le coût total payé par les utilisateurs du réseau de distribution**. Ainsi l'interprétation de ces résultats est à faire en lien avec les résultats TIMES qui donne un coût total. Ces derniers n'incluent pas les investissements supplémentaires que nécessiteraient des installations de production de biométhane, d'épuration et d'injection car ces coûts sont intégrés dans le coût « molécule » calculé par TIMES. Enfin, les résultats de l'outil DC présentés dans ce rapport sont les résultats à l'issue des itérations, à l'inverse des résultats cartographiques qui n'ont pas eu autant d'itérations.

Par ailleurs, les GRDs consultés sont ORES et RESA. Afin d'assurer une homogénéité dans l'étude, **les traitements et l'analyse des données sont communs aux deux GRDs**, ainsi l'étude ne montre pas de résultat spécifique à un GRD, mais à la distribution de gaz en général en Wallonie.

Les scénarios de consommation sont fixés à 2050, ainsi tout l'enjeu de faire des sous-scénarios est de modifier le rythme d'atteinte de l'objectif de consommation au travers de différents paramètres variables. L'analyse entre **2023** (**année de référence** de l'étude[15]) et 2050 se fait pour les années intermédiaires par pas de 7 ou 10 ans. Le premier pas de 7 ans permet d'atteindre 2030 puis 2 pas successifs de 10 ans pour les années 2040 et finalement 2050. Ceci a pour objectif d'avoir une vue sur les étapes intermédiaires sans alourdir les traitements réalisés par les différents outils. De plus, les travaux réalisés sur les conduites dépendent davantage des règlements communaux que des agendas des GRDs, pouvant allonger les délais entre les plannings et la réalisation, ainsi des pas de temps plus longs semblent pertinents[16].

[15] Et ce, car les données reçues des GRDs et de la CWaPE (notamment pour le revenu autorisé) sont de 2023.

[16] Plus d'informations à ce sujet dans le décret impétrant du 30 avril 2009.

Partie D : Analyse du scenario central et des scenarios majeurs avec TIMES

Ce scenario central est proposé sans aucune contrainte liée au réseau de distribution du gaz wallon, ni en termes de composition du gaz, ni en termes de volume de gaz distribué. Le résultat est donc celui proposé par le modèle et répondant dès lors à une minimisation des coûts du système. Il nous permet de mieux appréhender les résultats et de baliser l'analyse des autres scenarios pour lesquels les volumes de gaz distribués seront imposés, et de les comparer avec ce scenario de référence. Sur base de ce scenario central, des « points de basculement » sont identifiés, c'est-à-dire les niveaux de coût d'utilisation du réseau entrainant l'abandon du gaz, dont l'approvisionnement serait devenu trop coûteux, vers d'autres vecteurs énergétiques et d'autres technologies.

1. Hypothèses

Des hypothèses spécifiques en plus des hypothèses principales sont ajoutées, et sont les suivantes :

- Pas de taux d'injection fixé pour le biogaz épuré. Le choix est ainsi laissé au modèle d'établir le mix gazeux du réseau distribué alimentant les secteurs consommateurs.
- La stratégie de rénovation du bâti pour le secteur résidentiel est intégrée au travers d'objectifs de consommations finales (consommations relatives aux usages PEB) et les taux de rénovation définis par la stratégie.

2. Résultats du scenario central

2.1. Consommation finale des secteurs (hors secteur de la production d'électricité et supply)

On observe une diminution progressive du gaz distribué passant de 18 TWh en 2018 à 10 TWh en 2050.

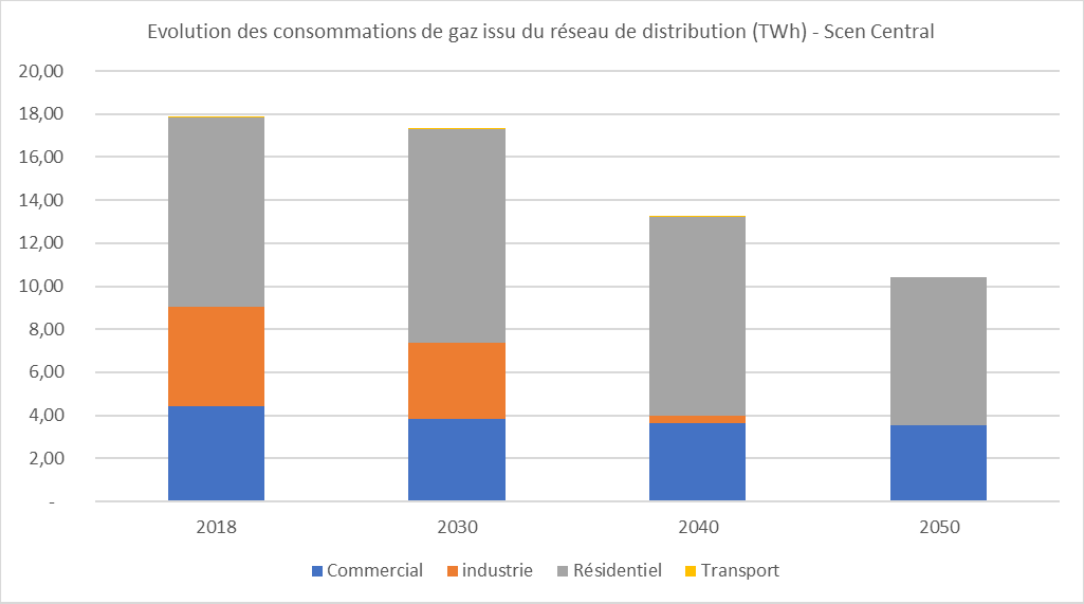


Figure 13 : Répartition de la consommation entre les secteurs en 2018 et aux horizons 2030 et 2050.

La répartition de la consommation de gaz sur le réseau de distribution par les secteurs consommateurs évolue également d'année en année, avec la disparition progressive de la part de consommation à

destination du secteur industrie. En 2050, 66% du gaz livré via les réseaux de distribution alimente le secteur résidentiel. Parallèlement à cette diminution de la consommation gaz, la composition du gaz évolue, la part du gaz naturel (fossile) évoluant à la baisse d'année en année au profit des molécules alternatives. En 2050, le gaz distribué via le réseau de distribution est composé à 100% de molécules alternatives (biométhane produit et importé). Notons, que le verdissement du réseau a une influence importante sur les résultats. En effet plus le réseau « se verdit » plus il sera consommé par le secteur résidentiel puisqu'il s'agit là d'une manière de neutraliser les émissions CO2 du secteur sans engendrer des surcoûts liés à l'investissement dans de nouveaux équipements techniques comme les PAC.

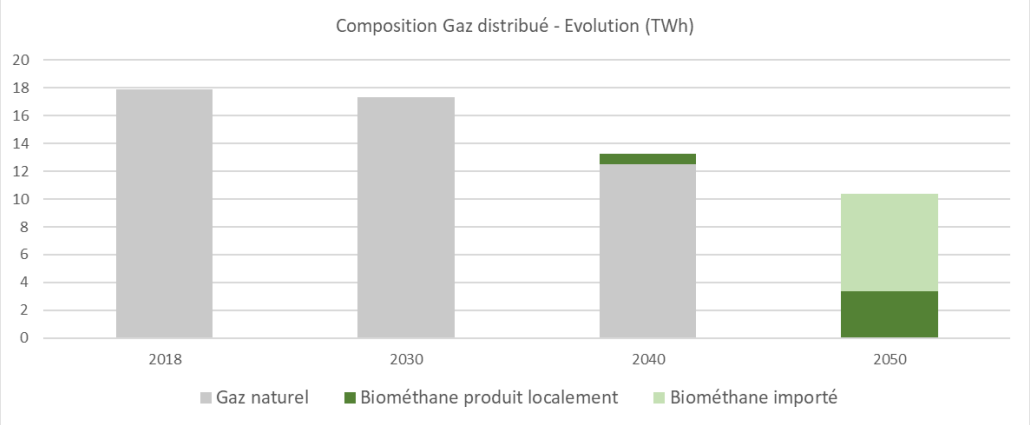


Figure 14 : Composition du gaz distribué dans le scenario central.

Le potentiel de production wallon de biogaz n'est pas utilisé à 100% dans ce scenario central, et seule une partie de cette production est finalement injectée dans le réseau, le biogaz étant préférentiellement utilisé pour la production d'électricité.

Notons que le coût du gaz distribué, hors coût de distribution, augmente considérablement. Le coût d'importation du biométhane et sa production poussant à la hausse la composante « énergie » du gaz distribué.

Il est également à noter que bien que la possibilité de produire ou d'importer de l'e-methane est intégrée dans le modèle, cette solution n'est pas prise en compte par le modèle. En effet, le poids CO2 de ce combustible n'est pas nul, dès lors le modèle préfère ne pas utiliser ce dernier et préfère verdir totalement le mix gaz distribué.

2.2. Analyse des points de basculement

À ce stade, nous avons supposé que les coûts de livraison restent fixes, malgré les variations dans la demande de gaz distribué. Mais que se passe-t-il si ces coûts évoluent ? Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la consommation de gaz en fonction d'une augmentation des « delivery costs » (voir définition au 1.1) de 50%, 100%, 200%, 400%. On observe que cette hausse impacte la consommation finale de manière relativement modérée, mais qu'elle influence plus nettement la trajectoire de sortie.

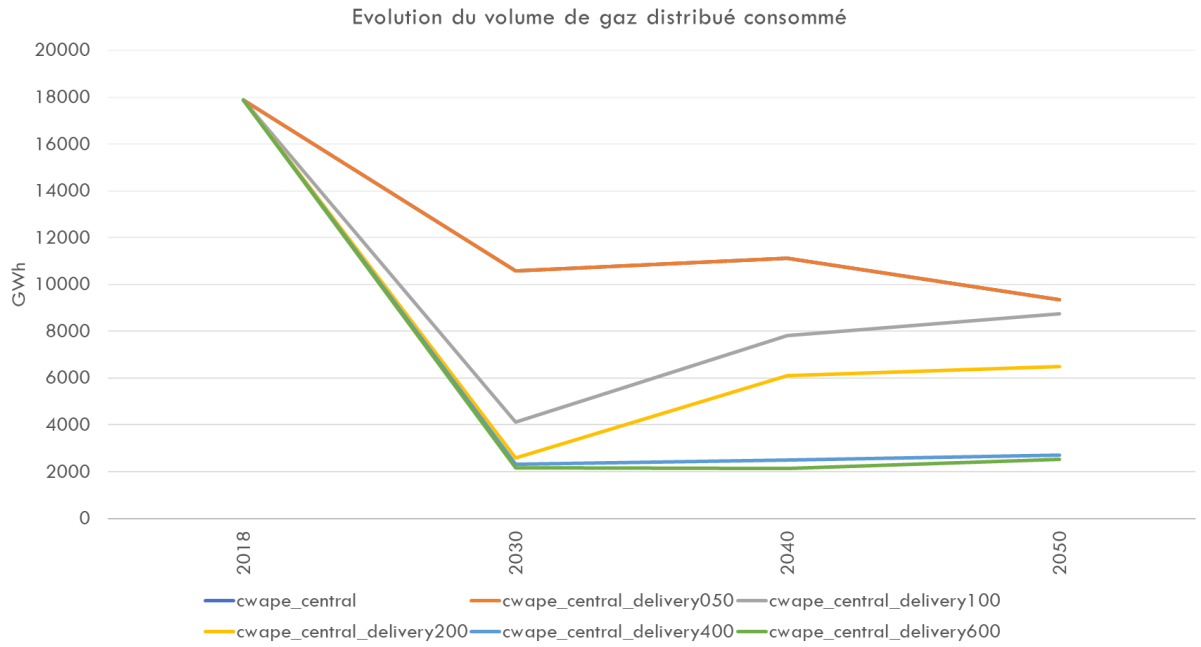


Figure 15 : Evolution de la consommation de gaz dans le scenario central en fonction des delivery costs. Le scenario central se superpose avec le scenario 50%.

Les points de basculement précis par secteur, en 2018, 2030 et 2050 selon l'évolution des coûts sont détaillés en annexe 1.

Plus précisément, les différents constats sont les suivants :

- Augmentation de 50 % des *delivery costs*: Le scénario reste globalement similaire au scénario central. L'impact de cette hausse est modéré, tant sur les volumes de gaz distribués que sur les types de consommateurs affectés. Le secteur résidentiel maintient une consommation de gaz relativement élevée, tandis que le secteur tertiaire voit sa consommation diminuer de moitié. L'industrie, quant à elle, réduit progressivement sa dépendance au gaz de distribution (rappelons que les industries alimentées par Fluxys ne sont pas concernées par les résultats, voir point 1).
- Augmentation de 100 % : le secteur résidentiel voit sa distribution de gaz fortement diminuer dans un premier temps, suivi d'un retour progressif à mesure que le gaz distribué se « verdit » (avec une composition de 2/3 de biogaz épuré et 1/3 de gaz naturel). Ce scénario théorique devra toutefois être nuancé par des considérations pratiques : est-il réaliste d'envisager un retour au gaz après son abandon au profit de pompes à chaleur et d'une rénovation accrue des bâtiments ?
- Augmentation de 200 % : L'industrie réduit également sa consommation de gaz, mais à un rythme plus rapide d'ici 2030.
- À partir de 400 % : Des modifications majeures du « paysage réseau » ont lieu, avec un quasi-abandon du réseau de gaz pour les secteurs résidentiel et tertiaire.

Ci-dessous sont présentées l'évolution de la consommation de gaz de distribution par secteur de consommation pour les différents cas ainsi que l'évolution de la composition de ce gaz. On note que la diminution de la consommation de gaz se fait toujours d'abord au niveau de l'industrie. Dans le cas « +200% » ou la diminution commence à se faire de manière plus marquée, on observe qu'après l'industrie c'est le secteur tertiaire qui voit sa consommation diminuer pour n'avoir quasiment plus que de la consommation dans le secteur résidentiel en 2050. Enfin, pour les cas situés nettement au-delà

du point de basculement, on observe bien une quasi-disparition de la consommation dès 2030. Cependant, on note un rebond en 2040. Pour le scénario 400%, ce rebond se fait essentiellement dans le résidentiel et est sans doute consécutif à l'arrêt du mazout pour ce secteur avec un basculement temporaire vers le gaz. Le rebond dans le scénario 600% est plus difficilement explicable d'autant plus qu'il se produit dans les trois secteurs.

En ce qui concerne l'évolution de la composition du gaz, on voit que de manière uniforme le basculement se fait en 2050 (lorsqu'il reste une consommation) et le gaz est alors composé uniquement de biométhane dont la plus grande partie est importée.

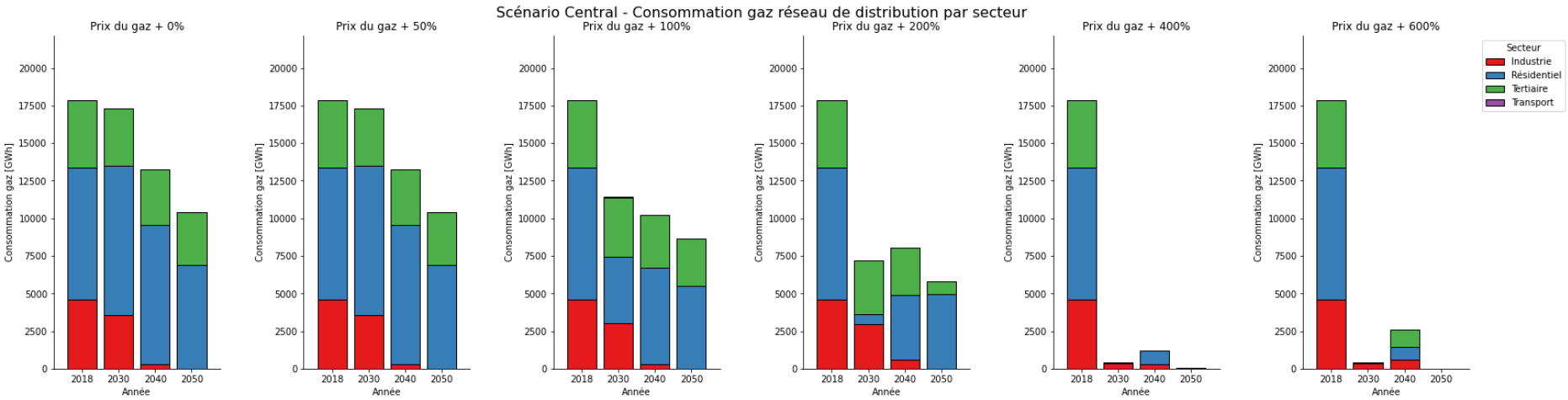


Figure 16 : Evolution des consommations de gaz par type de consommateur selon différents niveaux du prix du gaz distribué.

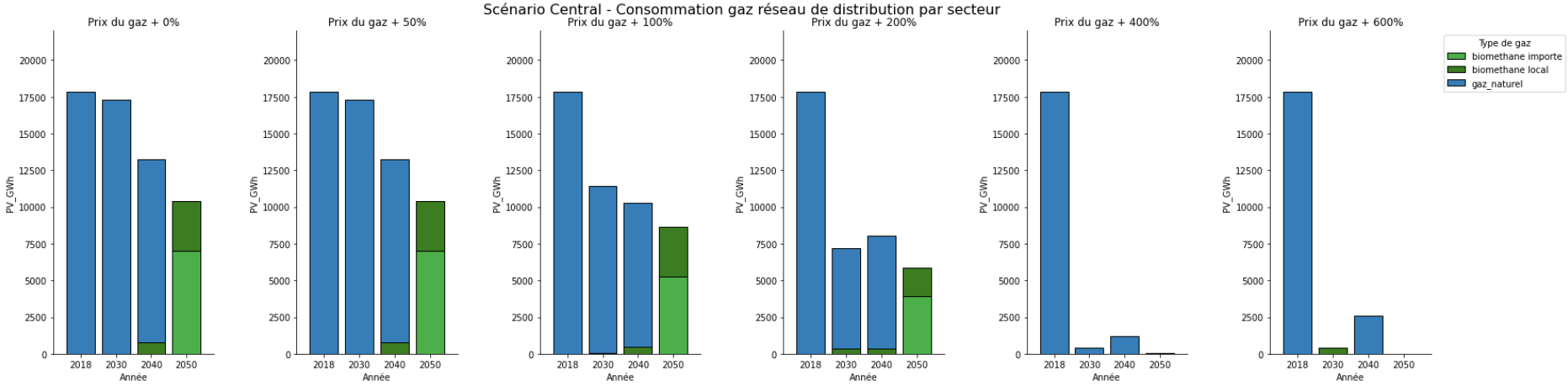


Figure 17: Evolution de la composition du gaz par type de consommateur selon différents niveaux du prix du gaz distribué

3. Scenarios majeurs

3.1. Description

Les cinq scénarios majeurs modélisés dans TIMES se distinguent par la quantité de gaz distribuée en 2050 aux consommateurs. Les différentes consommations modélisées sont les suivantes :

- Scenario 1 : 0 TWh, dénommé ci-après « Scen0 »
- Scenario 2 : 4 TWh, dénommé ci-après « Scen4 »
- Scenario 3 : 8 TWh, dénommé ci-après « Scen8 »
- Scenario 4 : 12 TWh, dénommé ci-après « Scen12 »
- Scenario 5: 18 TWh, dénommé ci-après « Scen18 »

Pour chacun de ces scenarios, outre la contrainte sur la quantité de gaz délivrée, les *delivery costs* ont également été adaptés en fonction du volume de gaz distribué. Dans le cadre de cette première approche, les coûts ont été multipliés par un facteur inversement proportionnel à la diminution de la consommation globale. Ainsi on considère un revenu autorisé fixe pour les gestionnaires de réseau pour l'analyse des scenarios majeurs[17].

L'ensemble de ces scenarios sont réalisés sur les même hypothèses que le scenario central, la stratégie de rénovation est, entre autres, mise en application dans l'ensemble de ces scenario « majeurs ».

3.2. Analyse des résultats

Les figures ci-dessous montrent l'évolution de la consommation de gaz sur le réseau distribué par secteur, aux horizons 2030, 2040 et 2050 pour les différents scenarios majeurs. Les résultats des scenarios majeurs sont légèrement contrastés.

[17] Ceci n'étant pas le cas pour l'analyse des sous-scenarios.

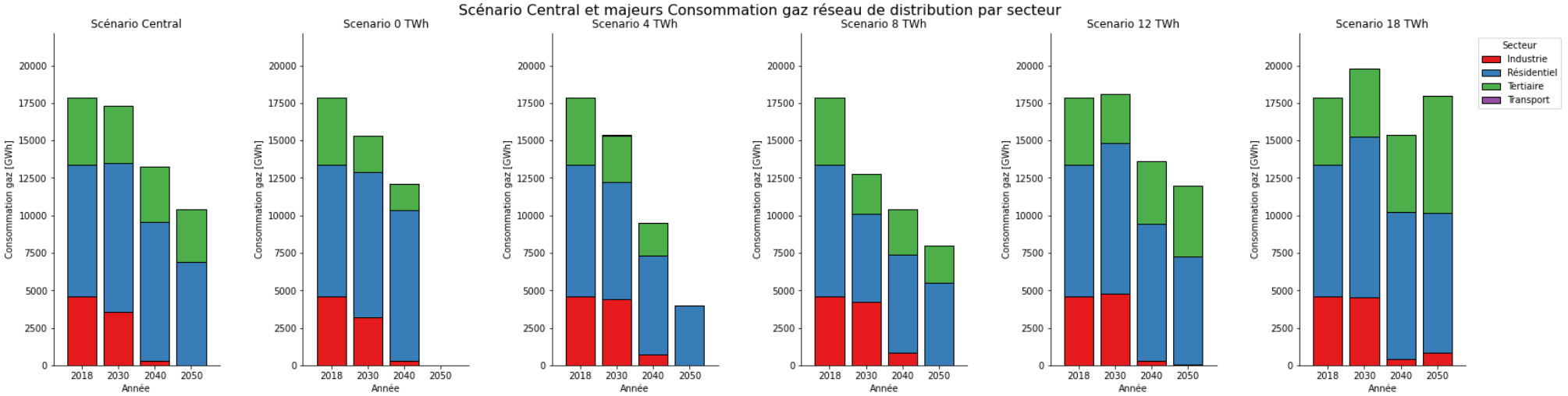


Figure 18 : Evolution du gaz distribué pour les scenarios majeurs.

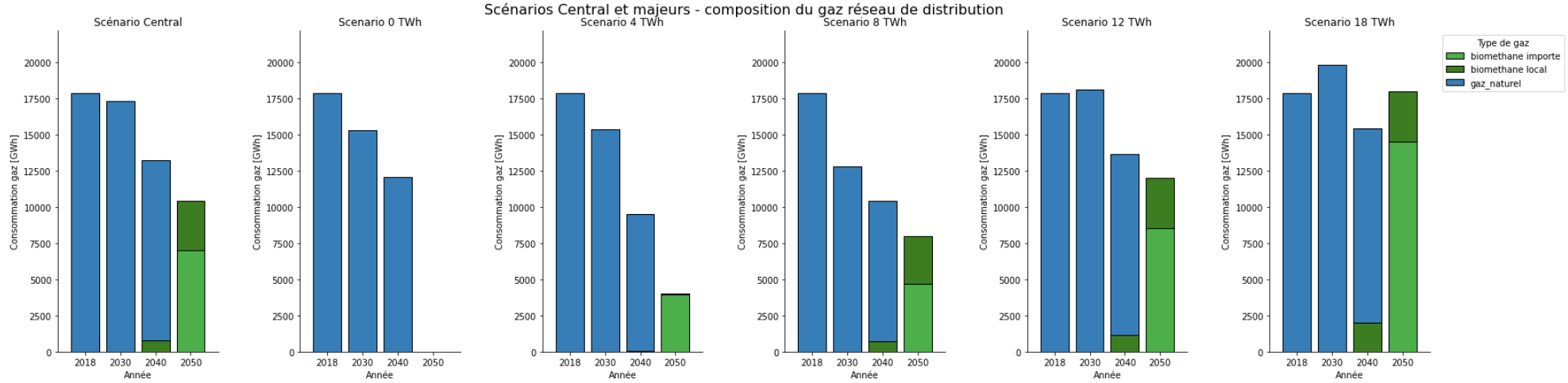


Figure 19: Evolution de la composition du gaz distribué pour les scenarios majeurs.

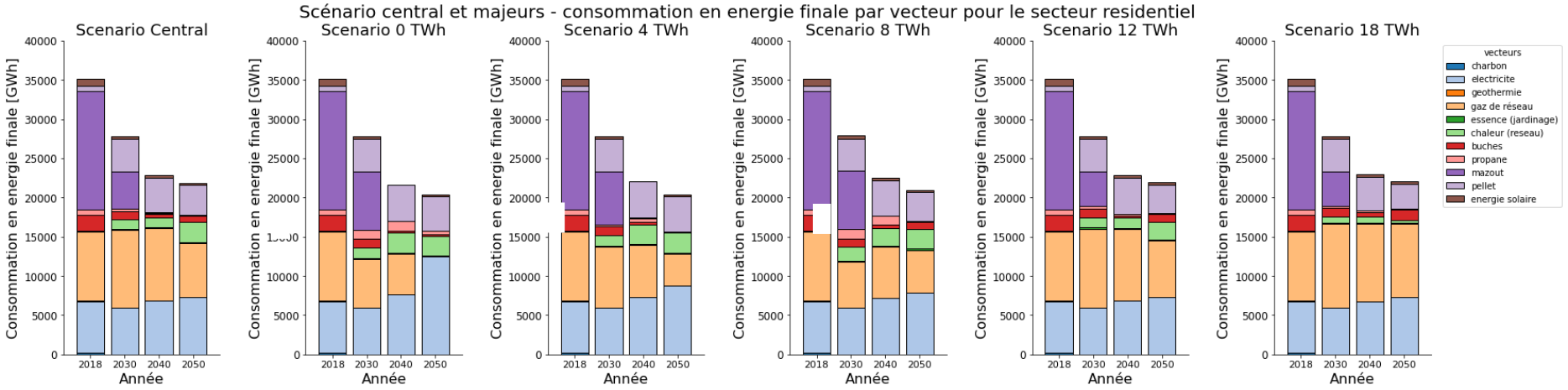


Figure 20 : Evolution des consommations finales du secteur résidentiel pour les scenarios par type de vecteurs

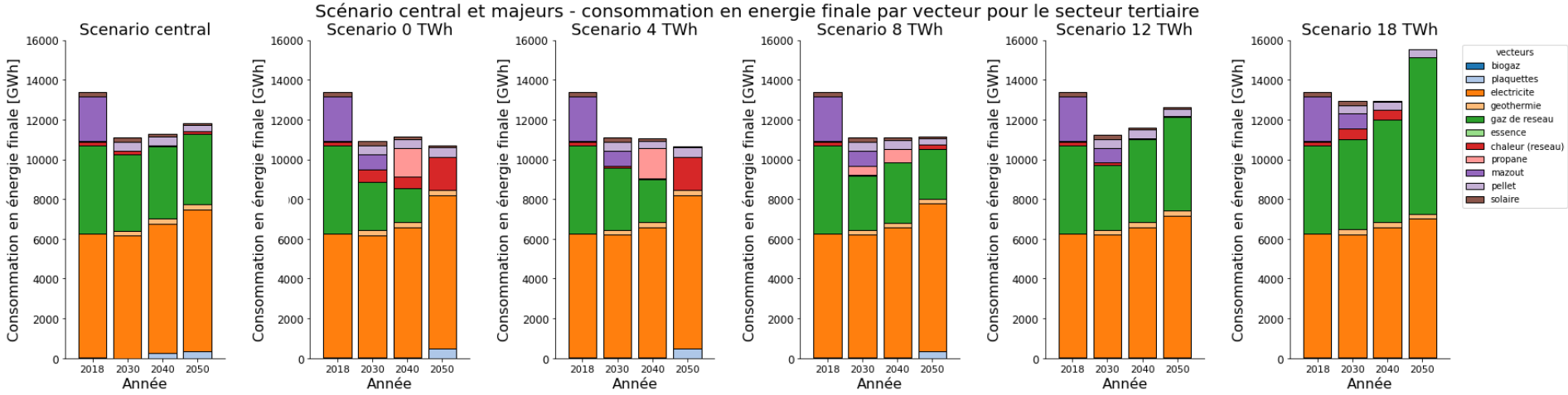


Figure 21 : évolution des consommations totales d'énergie par vecteur en fonction des scenarios majeurs.

Un premier constat peut être fait pour l'ensemble des scenarios majeurs : l'abandon plus ou moins rapide du gaz issu du réseau de distribution se fait dans le secteur industriel. Cette constatation est **en adéquation avec le résultat du scenario central** présenté précédemment. La diminution des consommations en industrie est obtenue selon les scenarios modélisés grâce à l'électrification de procédés pour les industries qui s'alimentent actuellement en gaz sur le réseau de distribution, et à l'utilisation accrue de biomasse. L'industrie raccordée sur le réseau de transport continue de consommer du gaz naturel, les process concernés étant pourvus, dans ce cas, de capture carbone. De manière générale, les consommations dans le secteur du transport (mobilité) restent anecdotiques, l'utilisation du gaz naturel dans ce secteur est à peine mise en œuvre par le modèle qui considère d'autres technologies comme l'électrification du parc.

Le verdissement du gaz véhiculé dans le réseau de distribution est également présenté dans l'ensemble des scenarios sauf dans le scenario 0TWh.

Le volume de gaz distribué pour les scénarios 18TWh et 12TWh commencent par une augmentation avant de diminuer pour atteindre les volumes contraints alors qu'une diminution constante est constatée pour les autres scenarios.

3.2.1. Scenario 0TWh

Le résultat de ce scenario est différent puisque dans ce dernier, le **modèle n'investit pas dans la production de biométhane injectable**, le biogaz produit n'est pas injecté mais consommé directement par le secteur de production d'électricité et dans une moindre mesure l'industrie. Les volumes de gaz consommés par les secteurs industries et tertiaire diminuent progressivement alors que le secteur résidentiel continue de consommer du gaz, ce secteur voit même sa consommation gaz augmenter jusque 2040 sous l'effet du glissement mazout-gaz naturel. On note également une électrification dans ce secteur en 2050 pour répondre à la disparition du gaz. Il parait, à ce stade, relativement déraisonnable de considérer un arrêt du gaz de manière aussi brutale, dès lors une correction est apportée au sous-scenarios découlant du scenario majeur. Il est, par ailleurs, important de noter que le coût ETS 2 n'est pas considéré pour la mise en place de ces scenarios. Nous avons donc réalisé une étude de sensibilité en ajoutant un coût ETS2 à ce scenario. Lorsque nous considérons un coût ETS 2 égal au coût ETS 1, la décroissance de la consommation gaz du secteur résidentiel est constatée. Ce qui nous conforte dans la décision d'imposer une décroissance pour les sous-scenarios 0TWh.

3.2.2. Scenario 4 TWh

On constate une diminution de la demande en gaz pour l'ensemble des secteurs, et en 2050, une demande en gaz uniquement concentrée sur le résidentiel.

3.2.3. Scenario 8TWh

L'ensemble des demandes en gaz issu du réseau de distribution diminuent, pour tous les secteurs et dans ce cas de manière monotone.

3.2.4. Scenario 12TWh

Dans ce scenario, comme pour le scenario 18TWh et le scenario central, la demande en gaz du secteur résidentiel augmente dans un premier temps (transition mazout-gaz), avant de diminuer au profit de système de pompes-à-chaleur et de réseaux de chaleur alimentés à partir de cogénération bois.

Après une première diminution de la demande en gaz dans le secteur commercial suite à la rénovation des bâtiments tertiaire, mise en place de systèmes de chauffage au bois et de pompes-à-chaleur, la demande en gaz réaugmente ensuite pour, entre autres, couvrir la demande des nouveaux bâtiments.

3.2.5. Scenario 18TWh

Ce scenario est le plus intensif en gaz distribué, puisqu'il maintient à horizon 2050, le volume de gaz distribué actuellement. Pour pouvoir atteindre cette consommation, malgré les objectifs de réduction du CO2, le modèle va importer du biométhane en grande quantité en plus de biométhane produit et injecté localement. Le verdissement total du gaz distribué a un effet important, puisque cela permet aux secteurs résidentiel et tertiaire d'être décarbonés. La quantité de gaz distribué dans le secteur résidentiel augmente entre 2018 et 2030 (comme pour le scenario central), le secteur accusant une transition du mazout vers le gaz, le besoin en gaz pour ce secteur diminue par la suite légèrement grâce aux rénovations et à l'installation de pompes-à-chaleur dans le bâti existant. Le secteur tertiaire abandonne également le mazout au profit des cogénérations alimentées par le réseau de distribution gaz et des chaudière gaz augmentant le volume de gaz consommé par ce secteur en 2050 sur le réseau de distribution. On peut noter que ce scenario est le seul pour lequel une consommation existe encore pour le secteur de l'industrie en 2050, mais elle est toutefois très faible.

4. Choix des sous-scenarios

Sur base de l'analyse du scénario, 3 sous-scenarios par scénario majeur ont été étudiés. Les paramètres qui font l'objet de modifications entre les sous-scenarios ont été validés en concertation avec la CWaPE.

Les sous-scenarios peuvent varier entre eux selon des paramètres « pré-scoring » ou « post-scoring », en référence au score donné à l'issue de la cartographie (Partie E § 4.2). Le « pré-scoring » fait référence au focus choisi pour le calcul du score par secteur statistique. Trois focus étaient pertinents de prime abord :

- Focus sur les consommations de gaz
- Focus sur vétusté des conduites
- Focus sur les consommateurs actuels

Le focus sur les clients raccordables n'a pas été retenu car les raccordements au réseau sont mineurs dans les stratégies par rapport aux trois focus précités. Le changement dans le score change la longueur de réseau maintenue ou décommissionnée, elle-même ayant un impact sur les *delivery costs*, et par effet cascade sur l'aire de collecte du biométhane.

Ensuite, d'autres paramètres peuvent être modifiés pour les sous-scenarios, qui ont un effet soit au niveau de l'outil DC ou de TIMES. Les paramètres modifiables identifiés sont les suivants :

- Le taux de pénétration des clients raccordables
- Le rythme de rénovation du bâti résidentiel
- L'amortissement des assets des GRDs

La sélection finale est résumée dans le Tableau .

	Focus score	hypothèses clients raccordables	hypothèses rythme de rénovation	hypothèses amortissement des actifs
Scen0_ssA	Client raccordé	/	/	Amortissement accéléré linéaire pour arriver à tout amortir en 2050
Scen0_ssB	Client raccordé	/	/	Amortissement accéléré en courbe décroissante pour arriver à tout amortir en 2050
Scen0_ssC	Client raccordé	/	/	Actifs perdus (30%) - amortissement accéléré linéaire pour les autres 70%[18]
Scen4_ssA	Client raccordé	/	Inchangées	/
Scen4_ssB	Client raccordé	Ajouts des clients raccordables dans les secteurs stat. conservés (taux de pénétration à déterminer jusqu'à atteinte objectif de clients supplémentaires) - 60%	Diminution modérée du rythme, non atteinte des objectifs de rénovation[19]	/
Scen4_ssC	Volume de consommation	Ajouts des clients raccordables dans les secteurs stat conservés (taux de pénétration 25%)	Inchangées	/
Scen8_ssA	Client raccordé	/	Inchangées	/
Scen8_ssB	Client raccordé	Ajouts des clients raccordables dans les secteurs stat. conservés (taux de pénétration à déterminer jusqu'à atteinte objectif de clients supplémentaires) - 60%	Diminution modérée du rythme, non atteinte des objectifs de rénovation	/
Scen8_ssC	Volume de consommation	Ajouts des clients raccordables dans les secteurs stat conservés (taux de pénétration 25%)	Inchangées	/
Scen12_ssA	Client raccordé	Ajouts des clients raccordables dans les secteurs stat conservés (taux de pénétration 25%)	Inchangées	/
Scen12_ssB	Client raccordé	Ajouts des clients raccordables dans les secteurs stat. conservés (taux de pénétration à déterminer jusqu'à atteinte objectif de clients supplémentaires) - 60%	Diminution modérée du rythme, non atteinte des objectifs de rénovation	/
Scen12_ssC	Volume de consommation	Ajouts des clients raccordables dans les secteurs stat conservés (taux de pénétration 25%)	Inchangées	/
Scen18_ssA	Client raccordé	25% taux de pénétration	Diminution modérée du rythme, non atteinte des objectifs de rénovation	/
Scen18_ssB	Client raccordé	75% taux de pénétration	Diminution modérée du rythme, non atteinte des objectifs de rénovation	/
Scen18_ssC	Client raccordé	25% taux de pénétration	Atteinte des objectifs de rénovation	/

Tableau 10 : Vue générale sur les hypothèses pour chaque sous-scenario.

[18] Ce taux d'actifs perdus de 30% a été choisi car, au taux d'amortissement choisi de 3,5% et sans investissements supplémentaires dans le réseau, il reste 38% des actifs en 2050. En imaginant que dans cette perspective, les GRDs augmenterait l'amortissement au travers d'une méthodologie tarifaire différente d'ici 2040, le taux d'actifs perdus choisi comme hypothèse est de 30%.

[19] Le rythme de rénovation encodé dans TIMES est de maximum 2% par an.

Ce tableau présente une synthèse de différents scénarios de l'étude, le chiffre après « scen » fait référence au scenario de consommation (0, 4, 8, 12, 18TWh) et les ssA, ssB et ssC sont les sous-scenarios, identifiés selon le système de *scoring* utilisés et les paramètres variables.

Les différentes colonnes sont expliquées ci-dessous :

- Focus Score :

Il indique le domaine principal ou la priorité pour chaque scénario, comme les clients raccordés ou le volume de consommation. Dans certains cas, le scénario se concentre uniquement sur les clients déjà raccordés, et dans d'autres, il prend plutôt en compte le volume global de consommation.

- Hypothèses clients raccordables :

Cela décrit les hypothèses liées à l'ajout de nouveaux clients potentiels dans des secteurs qui sont déjà raccordés. Au travers des discussions avec les GRDs, il a été mentionné que les données sur les clients raccordables sont théoriques, ainsi un taux de 25% est appliqué pour leurs calculs. Ce paramètre est vu comme variable, ainsi l'ajout progressif de clients dans les secteurs restants avec soit un taux de pénétration fixe de 25% ou 75% ou un taux de pénétration recalculé, et ce pour les scenarios où le taux de pénétration de 25% n'était pas suffisant pour atteindre l'objectif de consommation résidentielle du scenario majeur au regard des autres hypothèses. Typiquement, il s'agit des sous-scenarios b des 4, 8 et 12 TWh pour lesquelles les objectifs de la stratégie rénovation ne sont pas atteints.

- Hypothèses rythme de rénovation :

Elles définissent si les objectifs de rénovation énergétique sont atteints ou non. Pour « inchangées », cela signifie que les rythmes de rénovation des secteurs résidentiel et tertiaire sont tels que cités dans la stratégie wallonne de rénovation du bâti.

Dans certains sous-scenarios, ce rythme est revu à la baisse en raison de l'ambition élevée qui réside dans la stratégie.

- Hypothèses amortissement des actifs :

Cela concerne l'amortissement des infrastructures et des équipements des GRDs dans les différents scénarios. Dans des scenarios de décroissance de la consommation du gaz qui ne mènent pas à un arrêt complet de la distribution, l'amortissement des actifs qui seront toujours présents en 2050 se fait sur les années ultérieures. En revanche, dans le scenario 0TWh, comme précisé précédemment dans le rapport, il est considéré un décommissionnement entier du réseau de distribution, et dans ce cas précis, le taux d'amortissement peut mener à des actifs perdus ou à un amortissement accéléré. L'amortissement accéléré y est considéré en deux rythme : linéaire ou courbé, et ce pour représenter soit une variation du RA constante (premier cas) ou un taux d'amortissement plus élevé au début et plus faible en 2050 afin de répercuter les coûts sur un nombre plus important de clients en début de période.

La Figure 22 illustre les différentes hypothèses d'amortissement des actifs pour les 3 sous-scénarios du scénario 0TWh. Les sous-scénarios A et C subissent donc bien un amortissement linéaire avec :

- Pour le sous-scénario A : l'objectif de ne pas avoir d'actifs perdus en 2050, ce qui veut dire avoir amorti tout le réseau d'ici 2050 et donc une valeur de RAB de 0 en 2050.
- Pour le sous-scénario C : l'objectif visé est 30% d'actifs perdus par rapport à 2023. Dit autrement, la valeur de la RAB en 2050 doit être égale à 30% de la valeur de RAB en 2023. Ce qui est bien observé sur le graphe ci-dessous.

Dans ces 2 sous-scénarios, la diminution annuelle de la RAB entre 2 pas de temps est bien constante. Le taux d'amortissement quant à lui n'est pas fixé et évolue chaque année. Les diminutions annuelles de la RAB sont présentées dans le Tableau .

Concernant le **sous-scénario B**, l'amortissement est bien accéléré avec l'évolution de la RAB qui suit une exponentielle décroissante. En effet, dans ce sous-scénario, ce n'est pas la diminution annuelle de RAB qui est constante entre les pas de temps mais plutôt le taux d'amortissement. Etant donné le caractère exponentiel, il n'est mathématiquement pas possible d'obtenir une valeur de RAB de 0 en 2050, il faudrait une durée infinie pour y parvenir. C'est pourquoi, la valeur de RAB visée en 2050 (qui permet donc de déduire les taux d'amortissement) est égale à 1% de la RAB en 2023. Les taux d'amortissements calculés sont présentés dans le Tableau .

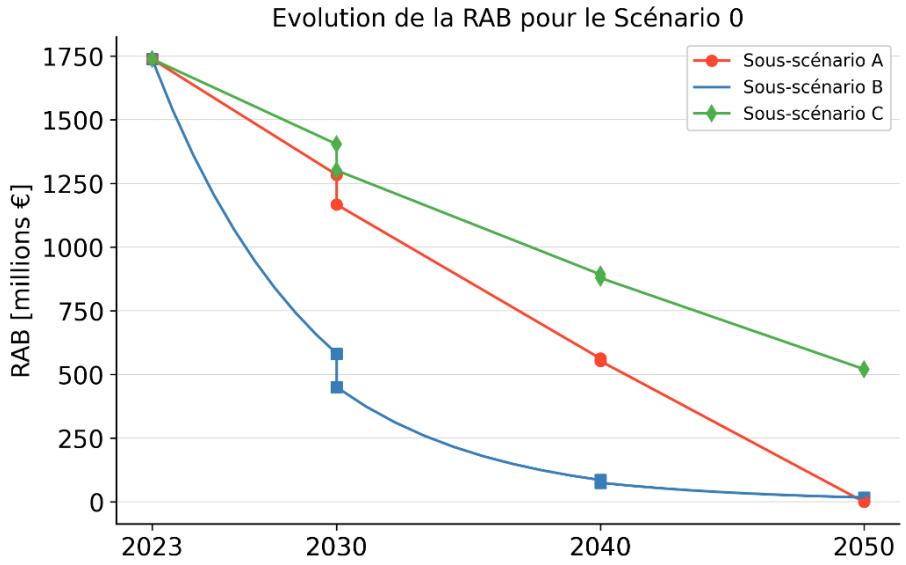


Figure 22: illustration des hypothèses d'amortissement des actifs – évolution de la RAB pour les 3 sous-scénarios du scénario 0TWh

Pour chacun des sous-scénarios, des sauts verticaux sont observés aux années étudiées 2030 et 2040. Ceux-ci reflètent les décommissionnements qui ont lieu dans la période les précédents. En effet, les hypothèses d'amortissement tentent de refléter au mieux la réalité, voici la logique avec laquelle celles-ci ont été implémentées :

1. En 2023, l'objectif ciblé est donc la valeur de la RAB en 2050 sans prendre en compte les éventuels décommissionnements qui pourraient avoir lieux entre 2023 et 2050. Un taux d'amortissement et des diminutions de valeur de RAB peuvent donc être calculés.
2. Entre 2023 et 2030, l'amortissement est effectué selon les calculs effectués « en 2023 ».
3. En 2030, une certaine valeur de RAB est atteinte sur base de l'amortissement à laquelle il faut soustraire également les éventuels décommissionnements ayant eu lieu entre 2023 et 2030 (représentés par ces sauts verticaux dans la Figure 24). Une nouvelle valeur de RAB est donc calculée. Il faut donc maintenant mettre à jour les taux d'amortissement et les diminutions de valeur de RAB calculés « en 2023 » sur base d'une nouvelle valeur de RAB en 2030 et des mêmes objectifs en 2050.
4. Et ainsi de suite jusque 2050.

Cela explique donc pourquoi les diminutions de valeur de RAB et les taux d'amortissement ne sont pas constants d'un pas de temps à l'autre, il faut tenir compte des décommissionnements (qui ne sont pas forcément anticipés dès 2023).

		2023 – 2030	2030 – 2040	2040 – 2050
Sous-scénario A	Diminution annuelle RAB [million €]	64	56	55
Sous-scénario B	Taux d'amortissement [%]	16	15	13
Sous-scénario C	Diminution annuelle RAB [million €]	44	37	35

Tableau 11: évolutions des diminutions annuelles de la RAB ou taux d'amortissement pour les 3 sous-scénarios du scénario 0TWh.

Partie E : Résultats des sous-scenarios

1. Grille de lecture des cartes

La présente section reprend la modélisation du réseau de gaz et les zones de collecte de biomasse wallonne à destination de la production de biométhane pour les trois sous-scénarios définis pour chacun des 5 scénarios majeurs. En amont de la présentation des résultats, nous donnons des indications sur la manière de lire les cartes présentées par après.

1.1. Cartes de réseau

Les cartes de réseau représentent les zones où le réseau de gaz serait maintenu (voire étendu pour le scénario 18 TWh). Pour rappel, le maintien du réseau est déterminé selon la méthode de *scoring* et l'application de contraintes décrites en section 4.2.2 (partie C).

Chaque carte représente les zones couvertes par le réseau selon quatre pas de temps :

- 2050 : zones où le réseau est maintenu en 2050 ;
- 2040 : zones où le réseau est maintenu en 2040 en plus des zones associées à 2050. Le réseau en 2040 doit être interprété comme le cumul entre les valeurs 2040 et 2050 ;
- 2030 : zones où le réseau est maintenu en 2030 en plus des zones associées à 2040 et 2050. Le réseau en 2030 doit être interprété comme le cumul entre les valeurs 2030, 2040 et 2050 ;
- 2023 : zones représentant le réseau actuel. Le réseau actuel doit être interprété comme le cumul entre les valeurs 2023, 2030, 2040 et 2050.

L'illustration ci-dessous synthétise la grille de lecture :

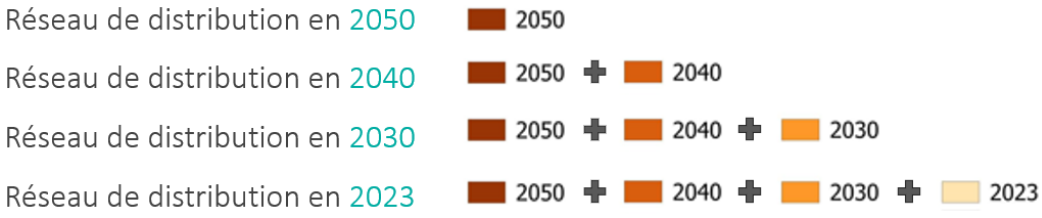


Figure 23 : Grille de lecture des cartes de réseau

Les données de base 2023 pour la cartographie sont les suivantes :

Longueur du réseau	Nombre de clients résidentiels	Potentiel de clients résidentiels raccordables
14.587 km	711.783	751.760

Tableau 12 : longueur de réseau, nombre de clients résidentiels et potentiel de clients résidentiels raccordables sur le réseau de distribution en 2023.

1.2. Cartes de potentiel en biomasse

Dans le contexte de cette étude, les cartes de potentiel de biomasse représentent les zones du territoire où la biomasse serait collectée en vue de produire du biométhane injectable sur le réseau. Ces cartes sont à distinguer des cartes du réseau étant donné qu'elles témoignent des zones retenues pour la production et collecte de biomasse. Cette dernière pouvant être transportée, elle peut s'affranchir de la présence immédiate du réseau. Fort de cette hypothèse et pour rappel avec la section 4.2.3, il est estimé que :

- Lorsqu'un secteur statistique retenu dans la sélection appartient à la catégorie **auto-suffisant**, nous retenons tous les secteurs statistiques de la commune. Ainsi, tout le potentiel de production de biomasse communal est comptabilisé. Nous précisons également si le secteur statistique recense du réseau ou non. Pour rappel, ces secteurs avec réseau sont maintenus obligatoirement par contrainte (Partie C §4.2.3) ;
- Lorsqu'un secteur statistique retenu dans la sélection appartient à la catégorie **non auto-suffisant**, nous identifions les secteurs statistiques dans un rayon de maximum de 10km qui ne sont pas déjà retenus dans la sélection. Pour ces derniers, seul le potentiel de production de biomasse est comptabilisé - au prorata de leur superficie par rapport au potentiel communal. En effet, nous ne les ajoutons pas a posteriori dans la sélection des secteurs statistiques pour la modélisation du réseau. Néanmoins, nous précisons si le secteur statistique recense déjà du réseau ou non. Pour rappel, les communes sans consommation de gaz sont considérées comme des communes non auto-suffisantes (Partie C §4.2.3).

Il est important de comprendre qu'il ne s'agit pas de cartes représentant le futur réseau de distribution mais seulement quels sont les secteurs utilisés pour calculer le potentiel de biomasse collectable pour la production et l'épuration du biogaz et la distribution de biométhane.

En d'autres mots, ce potentiel calculé permet de donner une limite à TIMES dans les sous-scenarios pour l'exploitation du biométhane local dans le réseau de distribution.

Pour chaque scénario, nous reprenons en synthèse sous forme de tableau l'estimation du potentiel de biomasse théoriquement collecté selon le modèle.

2. Analyse des résultats de l'outil DC

Dans l'analyse des résultats de l'outil de calcul des coûts de distribution, quatre graphiques sont présentés pour chaque sous-scénario.

Le premier se concentre sur l'évolution du revenu autorisé pour chaque sous-scénario en mettant en évidence la composition de ce revenu autorisé en termes de CAPEX et OPEX. Les OPEXs reprennent donc la partie des charges liées aux OPEXs et les CAPEXs regroupent les termes liés à la MBE et aux amortissements. La valeur du revenu autorisé en 2023 présentée dans les graphes n'est pas égale à la valeur réellement observée (317.6 millions d'€) car celle-ci contient des termes qui sont négligés dans notre étude tels que les soldes ou le terme lié aux compteurs communicants).

Le deuxième graphique illustre les évolutions du revenu autorisé entre les années en termes de CAPEXs et OPEXs. Les chiffres présentés à l'année 2040 représentent donc les fluctuations qu'il y a eu dans le revenu autorisé par rapport à l'année 2030. Il est important de noter que ce n'est donc pas l'évolution des CAPEXs et des OPEXs mais bien les impacts sur le revenu autorisé exprimé en termes de CAPEXs et OPEXs. Par exemple, les CAPEXs devraient inclure la valeur des actifs alors qu'ici, cette valeur est exprimée sous forme de la MBE (pour illustrer l'impact sur le revenu autorisé).

Le troisième illustre l'évolution des coûts de distribution entre 2023 et 2050 pour chaque sous-scénario et pour chacun des secteurs (résidentiel, tertiaire et industriel). Ces graphiques ont été mis à la même échelle sur l'axe des ordonnées afin de pouvoir comparer les scénarios entre eux plus facilement. Un tableau est également présent avec les valeurs des coûts de distribution auxquelles les coûts des taxes ont été ajoutées. Les valeurs présentes dans ces tableaux correspondent donc aux coûts qui sont fournis et exploités par l'outil TIMES.

Le dernier graphique montre l'évolution du nombre de clients pour chaque sous-scénario. Ce graphique met en évidence

- Les clients résidentiels issus des logements présents actuellement ;
- Les clients résidentiels issus des nouveaux logements ;
- Les clients professionnels.

Afin de pouvoir analyser au mieux l'évolution des coûts de distribution, il est important de se rappeler une équation majeure qui lie ces coûts au revenu autorisé :

$$RA = \sum_{type\ de\ client} Volume * Cout_{dis}$$

Équation 18 : Rappel du calcul général du RA.

Un tableau pour chaque scénario présente l'évolution des consommations pour chaque type de client et pour chaque sous-scénario. Ces consommations ne sont pas forcément égales à celles présentées dans les résultats de TIMES car pour la majorité des sous-scénarios, un run de TIMES est encore effectué après les résultats de l'outil DC présentés ici. Les consommations évoluent donc entre ce qui est utilisé dans l'outil DC et les dernières consommations fournies par TIMES.

Il est possible de tirer des conclusions et comprendre l'évolution des coûts de distribution sur base des volumes consommés et du RA. Dans certains cas, il est possible de tirer des conclusions « évidentes » telles que : si le RA augmente et que le volume total consommé diminue alors les coûts de distribution augmentent. Cependant, si le RA augmente et que le volume total consommé augmente également, il faut analyser les ordres de grandeur pour pouvoir comprendre si les coûts vont augmenter ou diminuer. Cependant, comme expliqué ci-dessous, ce genre d'analyse n'est pas forcément vraie.

Afin de se rendre compte de la complexité de l'analyse, prenons un exemple simplifié pour mieux comprendre ce qu'il peut se passer entre les différents termes. Si par exemple, entre 2023 et 2030, il est observé :

- Aucune variation du RA ;
- Aucune variation du volume total consommé.

Pourtant, une variation des coûts de distribution est observée. Pour mieux comprendre la raison, il faut se rappeler que les clients ne payent pas tous le même montant leur MWh ainsi que développer la formule ci-dessus :

$$RA = Volume_{resi} * Cout_{dis,resi} + Volume_{ter} * Cout_{dis,ter} + Volume_{indu} * Cout_{dis,indu}$$

Équation 19 : développement du RA.

Si le volume total consommé est constant mais qu'en 2030, une partie de la consommation du résidentiel a basculé vers le secteur de l'industrie et que les coûts restent constants, il en résultera une diminution du terme de droite de l'équation. En effet, les clients résidentiels payent plus cher au MWh que les clients industriels. Les volumes étant imposés par TIMES et le RA étant constant dans l'exemple, les coûts vont donc tous augmenter pour compenser ce *shift* de la consommation résidentielle vers l'industrie. Les coûts vont tous augmenter car l'hypothèse d'une répartition équitable d'une augmentation ou diminution des coûts entre tous les types de client a été posée. Voici ce qui explique

comment aucune variation du RA et du volume total consommé peut mener à une variation des coûts de distribution.

Une partie des résultats intermédiaires sont présentés en annexe reprenant les valeurs pour : le nombre de clients, la part du RA associée aux OPEXs et CAPEXs, les kilomètres de réseaux ainsi que les volumes consommés. Ces résultats sont issus de l'outil DC et ne sont donc pas forcément les résultats finaux (dans le cas où l'outil TIMES est encore exploité après l'outil DC) sauf pour les kilomètres de réseau. En effet, ceux-ci ont été identifiés au début des itérations par la cartographie et ne sont plus modifiés par après.

3. Résultats de TIMES

Le coût final pour les URDs selon les différents sous-scenarios sont complexes à interpréter dans le cadre restreint de cette étude pour plusieurs raisons :

- Les coûts/prix finaux pour chaque commodités (consommables, production, …) ne sont pas un résultat explicite du modèle. En effet l'équilibre du modèle TIMES se produit à l'intersection des courbes d'offre et de demande inverses. Il s'ensuit que les prix d'équilibre sont égaux aux valeurs marginales des différents produits. D'un autre point de vue, la théorie de la dualité de la programmation linéaire indique que pour chaque contrainte du programme linéaire TIMES, il existe une variable duale. Cette variable duale (lorsqu'une solution optimale est atteinte) est également appelée **prix fictif (« shadow price ») de la contrainte** et est égale à la variation marginale de la fonction objective par unité d'augmentation du côté droit de la contrainte. Par exemple le prix fictif de la contrainte d'équilibre offre-demande d'un produit (qu'il s'agisse d'une forme d'énergie, d'un matériau, d'une demande de service ou d'une émission) représente le prix concurrentiel du marché du produit.

  Le fait que le prix d'un produit soit égal à sa valeur marginale est une caractéristique importante des marchés concurrentiels. Mais il faut faire attention au fait que la théorie de la dualité n'indique pas nécessairement que la valeur marginale d'un bien est égale au coût marginal de production de ce bien car certains équilibres se situent à une discontinuité de la courbe d'offre inverse. Dans ce cas, le prix est déterminé par la demande plutôt que par l'offre, et le terme de tarification au coût marginal est incorrect. Le terme de tarification à la valeur marginale est un terme plus approprié.

  Pour ces raisons, il n'est pas recommandé d'interpréter les prix fictifs résultants du run du modèle comme coûts finaux des commodités. Néanmoins ces prix jouent un rôle diagnostique très important, car si un de ces prix est clairement un « outlier » (c'est-à-dire s'il semble beaucoup trop petit ou trop grand par rapport aux prix anticipés du marché), cela indique que la base de données du modèle peut contenir des erreurs ou qu'on se trouve dans un équilibre avec des quantités qui approchent le zéro, etc.
- **Variabilité du coût du gaz** distribué : le coût du gaz distribué (résultant du mix entre divers types de gaz) peut atteindre lors de la dernière année projetée des valeurs élevées (scénario 0TWh) ou au contraire être faibles (scénario 18TWh). Cette fluctuation reflète le poids des contraintes qui influence le kWh de gaz supplémentaire à distribuer. De plus la valeur résiduelle des installations en 2050 a également une influence.
- **Influence du coût de la molécule** : le coût de la « molécule » distribuée est proche du coût du biométhane importé, en effet pour répondre aux contraintes CO2, la « molécule supplémentaire » qu'il faudrait distribuer serait du biométhane importé (les contraintes CO2 sont imposées de manière progressives chaque année jusqu'à arriver l'objectif de 2050). Le biométhane importé est le principal composant du gaz consommé en 2050 (en raison de la

contrainte CO2, le biométhane local étant majoritairement consommé pour la production d'électricité). L'analyse du coût molécule est en réalité plus complexe en raison des coûts pour la société des contraintes (telles que celle sur le CO2) de chaque sous-scenario.

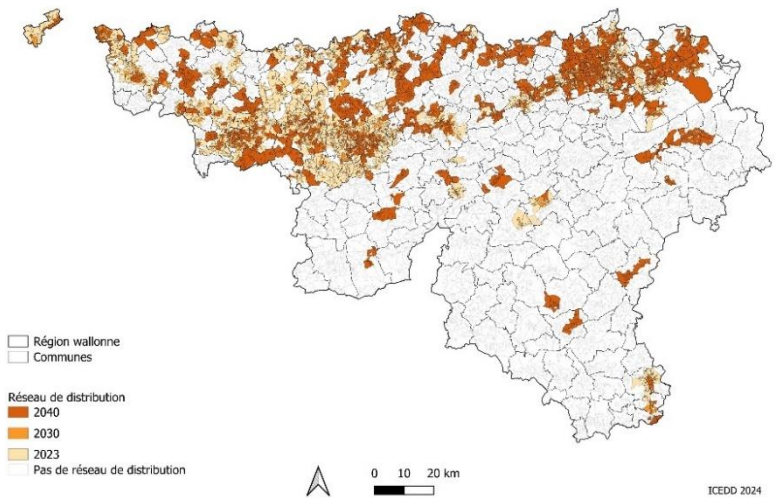
- Limites du modèle en 2050 : le modèle étant calé sur une projection s'arrêtant en 2050, il ne prend pas en compte les prolongations économiques au-delà de cette date. Les coûts de 2050 ne sont pas optimisés en vue d'un équilibre économique qui s'étendrait jusqu'en 2060 ou 2070, ce qui influence l'interprétation des résultats.

Ainsi, il est plus correct de montrer l'évolution du coût d'importation et du coût de production locale du biométhane comme donnant une image du coût molécule, bien que celui-ci soit exogène au modèle pour l'import et endogène au modèle pour la production locale. Cela signifie que comme le coût marginal d'une molécule de biométhane importé représente en réalité le coût marginal de la consommation d'une molécule de gaz en 2050 pour tous les sous-scenarios, aucune variation de ces coûts entre sous-scenario n'est décelable.

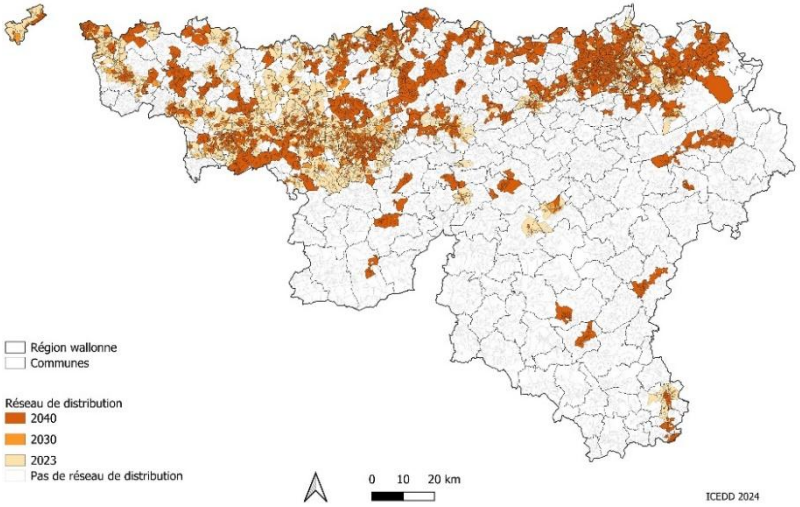
4. Sous-scénarios 0 TWh

4.1. Réseau de distribution

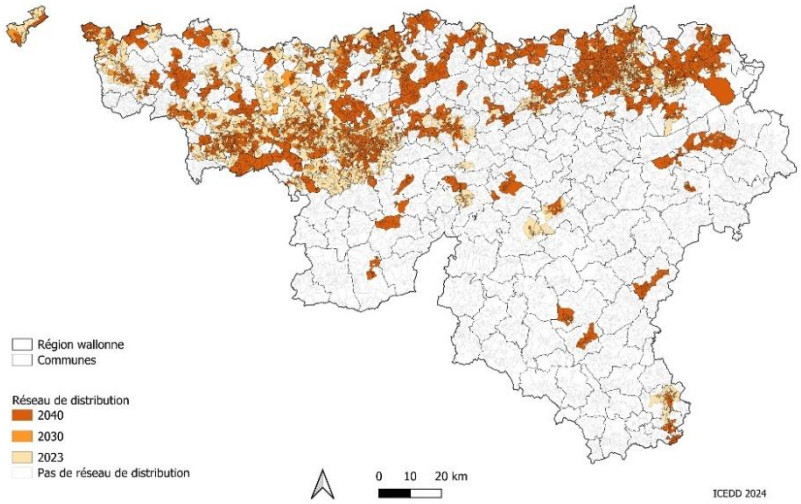
Présence du réseau de distribution en Région wallonne jusqu'à l'horizon 2040 (0 TWh - ssA)



Présence du réseau de distribution en Région wallonne jusqu'à l'horizon 2040 (0 TWh - ssB)



Présence du réseau de distribution en Région wallonne jusqu'à l'horizon 2040 (0 TWh - ssC)



DISCLAIMER

Les cartes présentées dans le cadre de l'étude « Avenir du gaz en Région wallonne », réalisée par l'ICEDD, constituent des représentations issues d'un ensemble d'hypothèses et de modélisations, notamment celles développées sur base de l'outil TIMES et des simulations associées. Elles ont un caractère exclusivement exploratoire et illustratif.

Ces cartes ne constituent en aucun cas une prévision, une décision, ni une orientation officielle quant à l'avenir du réseau de distribution de gaz. Elles ne doivent pas être interprétées comme reflétant l'état futur du réseau, ni comme une position de la CWaPE ou des gestionnaires de réseau.

L'analyse fournie repose sur des approches macroéconomiques et systématiques qui ne permettent pas de tenir compte des spécificités locales du réseau, ni des conditions opérationnelles propres à chaque zone. En conséquence, les résultats cartographiques ne peuvent servir à évaluer la situation d'une conduite, d'un quartier ou d'une commune particulière.

Les résultats présentés dépendent d'hypothèses valables à la date de réalisation de l'étude et ne préjugent pas des évolutions réglementaires, technologiques ou économiques ultérieures.

Toute utilisation ou diffusion des cartes doit tenir compte de ces limites et s'accompagner de la présente mise en garde afin d'éviter toute interprétation erronée ou excessive des résultats.

Les sous-scénarios (ss) A, B et C montrent des différences notables dans le rythme de réduction du réseau de gaz et des clients résidentiels aux horizons 2030, 2040 et 2050. Puisqu'une consommation de 0TWh équivaut à un réseau complètement décommissionné dans cette étude, les cartes représentent le réseau jusqu'à 2040.

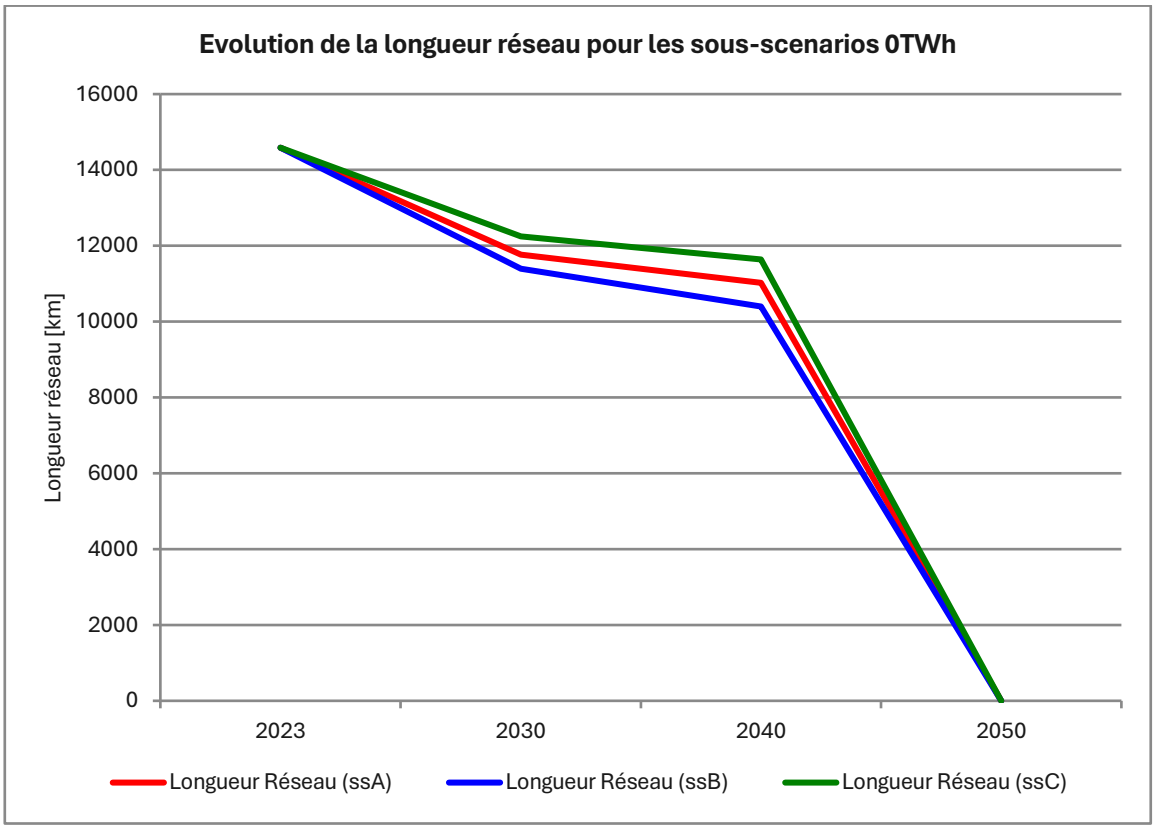


Figure 24 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 0TWh

En 2030, les trois sous-scénarios illustrent une réduction progressive du réseau mais à des rythmes différents. Le ssA présente une décroissance modérée, tandis que le ssB se distingue par une décroissance plus rapide car le nombre de clients diminue plus rapidement. Le ssC, quant à lui, adopte une approche plus graduelle, traduisant des choix stratégiques variés.

En 2040, ces tendances s'accentuent : le ssB poursuit une réduction marquée, contrastant avec la transition plus douce du ssC. Le ssA, intermédiaire, suit une trajectoire équilibrée. Ces écarts traduisent des stratégies divergentes dans la transformation du réseau.

En 2050, les trois sous-scénarios convergent : le réseau est entièrement décommissionné. Cela marque la fin du réseau de distribution de gaz pour tous les scénarios envisagés.

En résumé, les différences entre les sous-scénarios sont significatives jusqu'en 2040, avec des rythmes variés selon les approches. À long terme, les résultats s'alignent, confirmant une transition complète d'ici 2050.

4.2. Potentiel de biomasse

Etant donné la fin programmée du réseau de distribution, aucune analyse de potentiel de biomasse n'est proposée. Il serait en effet peu crédible d'investir dans des installations dont l'issue future du réseau ne permettrait probablement pas leur rentabilité, comme cela a été mentionné dans l'analyse de scenario majeur (§Partie D 3.2.1)

4.3. Revenu autorisé et coût de distribution

Au vu de la définition des sous-scénarios A et C, il est cohérent que les résultats observés soient relativement similaires. Du moins, les tendances sont les mêmes, alors que le sous-scénario B est diffère dans sa définition.

Cependant, il est intéressant de noter qu'au vu de l'objectif d'atteindre une consommation totale nulle en 2050, les trois sous-scénarios auront un RA et nombre de clients qui vont diminuer chaque année comme le montrent les Figure 25 et Figure 27.

Par définition, dans le sous-scénario A, un amortissement accéléré est appliqué afin que tous les assets soient amortis d'ici 2050 et donc avoir une RAB à 0 en 2050. Pour le sous-scénario C, un amortissement accéléré est également imposé mais pour viser une RAB qui vaut 30% de sa valeur en 2023. Il est donc logique de s'attendre à ce que l'amortissement accéléré soit moins important dans le sous-scénario C que dans le sous-scénario A. Enfin, l'objet du sous-scénario B est d'amortir de manière importante dans les premières années, puis de moins en moins.

Bien que différents, il est intéressant de creuser l'analyse de tous les sous-scénarios en parralèle. En effet, cela permet de mettre en évidence l'impact de la vitesse d'amortissement sur l'évolution RA.

Entre 2023 et 2030, l'amortissement imposé est plus important pour le sous-scénario B, puis le A et enfin le C. Il serait logique de s'attendre à ce que la valeur des CAPEX dans le RA soit la plus faible pour le sous-scénario B, puis plus importante pour le A et enfin, la sous-scénario C aurait les CAPEX les plus élevés des trois étant donné que c'est celui où l'amortissement est le moins important. Cependant, la Figure 26 montre que c'est vrai pour le sous-scénario B, il a bien les CAPEXs les plus faibles en 2030. Mais ce n'est pas le cas pour les sous-scénarios A et C.

Ce résultat, à priori, contre intuitif peut être expliqué par le fait qu'un décommissionnement plus important a lieu dans le sous-scénario A que dans le sous-scénario C. Une valeur résiduelle doit donc être prise en compte et cette valeur résiduelle implique une augmentation du RA. Cette augmentation du RA sera donc plus importante dans le cas du sous-scénario A que dans le cas du sous-scénario C.

Ensuite, il est intéressant de noter que tout amortissement a un impact sur deux termes différents dans le calcul du RA : la valeur comptable du réseau qui diminue suite à l'amortissement mais également la valeur de l'amortissement en tant que tel qui doit être encodée comme une charge. Il y a donc d'un côté, un effet qui tend à diminuer la valeur du RA (via une diminution de la RAB et donc de la MBE). De l'autre côté, cet amortissement aura pour conséquence une augmentation du RA via une augmentation des charges. Cet effet explique pourquoi, même dans le cas d'un amortissement très important dès l'année 2030, les CAPEXs du RA ne diminuent pas de manière vertigineuse directement. Cependant, comme c'est visible dans le cas du sous-scénario B (voir Figure 26), les CAPEX chuteront drastiquement au pas de temps suivant (2040). Ceci peut s'expliquer par :

- La valeur du réseau a diminué fortement entre 2023 et 2030, la MBE calculée sur la RAB fortement réduite est beaucoup plus faible que précédemment ;
- La RAB étant fortement diminuée, l'amortissement calculé (comme étant un pourcentage de cette RAB) sera lui aussi faible. Comme dit précédemment, la valeur de l'amortissement permet d'augmenter les charges et donc d'augmenter les CAPEXs. Dans ce cas, cette augmentation sera très faible.

Pour les années suivantes, la Figure 26 montre pour le sous-scénario B que les CAPEXs du RA chutent drastiquement à partir de 2030 étant donné que la majorité de l'amortissement a eu lieu dans les premières années. Concernant les sous-scénarios A et C, l'évolution est relativement similaire avec une diminution légèrement plus importante des CAPEXs pour le sous-scénario A. Ceci peut-être expliqué par le fait que, dans le sous-scénario A, l'amortissement est plus rapide et donc la valeur de la RAB

diminue plus rapidement. La MBE va donc également être réduite plus rapidement dans le sous-scénario A par rapport à au sous-scénario C.

Les CAPEXs du RA sont logiquement plus faibles dans le sous-scénario B de 2023 à 2050 par rapport aux sous-scénarios A et C. En effet, c'est le sous-scénario dans lequel l'amortissement est le plus important au début et donc la valeur du réseau chute plus rapidement.

Les OPEXs sont directement liés au nombre de clients présents sur le réseau. Les réductions de clients sont similaires enre les ssA et ssC. En revanche, pour le ssB, les OPEX varient peu entre 2030 et 2040 et ce car le nombre de clients ne diminue pas à ce moment-là, mais plutôt entre 2023 et 2030.

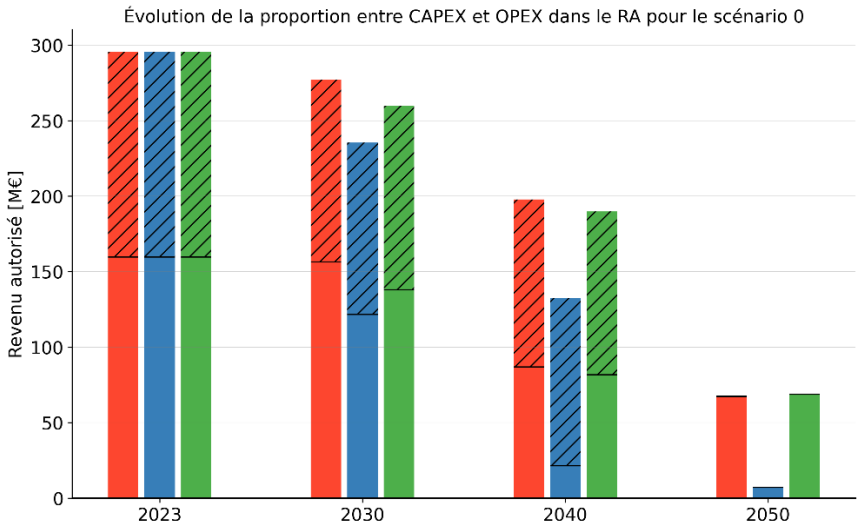


Figure 25 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 0TWh.

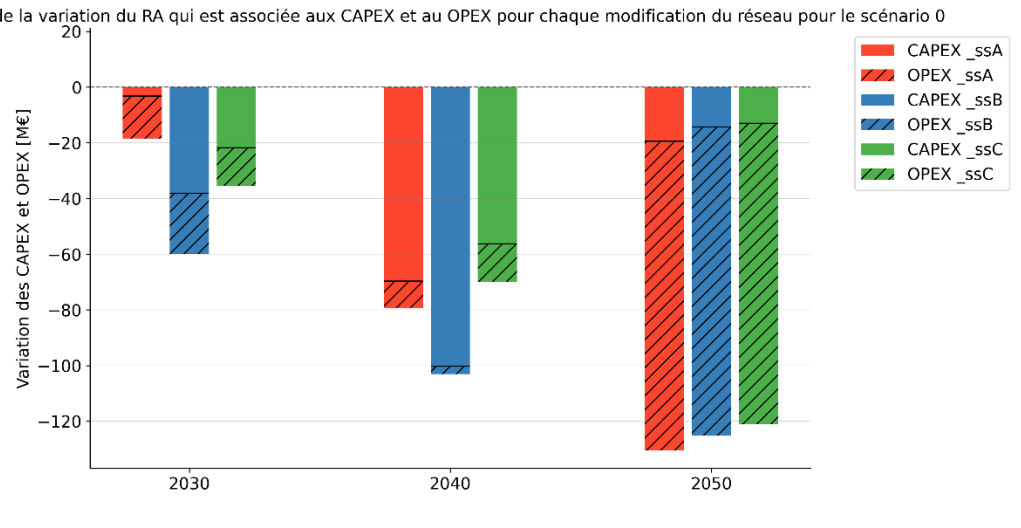


Figure 26 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX.

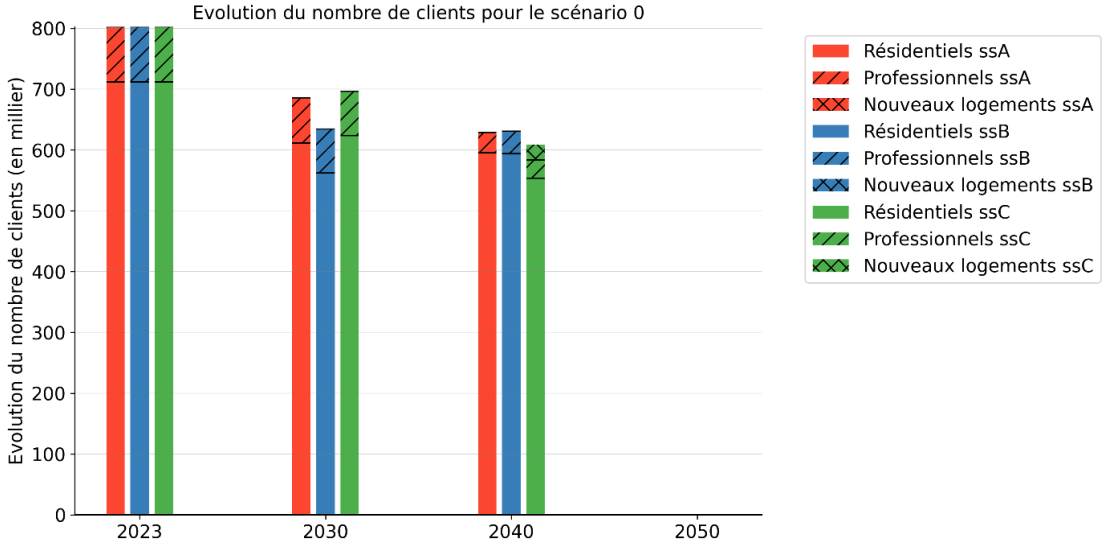


Figure 27 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 0TWh.

Concernant les coûts de distribution, la Figure 28 montre une évolution similaire pour les sous-scénarios A et C, avec des coûts légèrement inférieurs pour le sous-scénario C par rapport au sous-scénario A.

Pour les trois sous-scénarios, l'augmentation des coûts de distribution entre 2023 et 2030 se justifie par une diminution assez importante de la consommation totale de gaz durant cette période (voir Tableau). Cette augmentation entre 2023 et 2030 n'est pas identique pour chaque sous-scénario car leurs RA sont différents. Le sous-scénario A a un RA plus élevé en 2030 et donc des coûts de distribution plus élevés, ensuite vient le sous-scénario B puis le sous-scénario C.

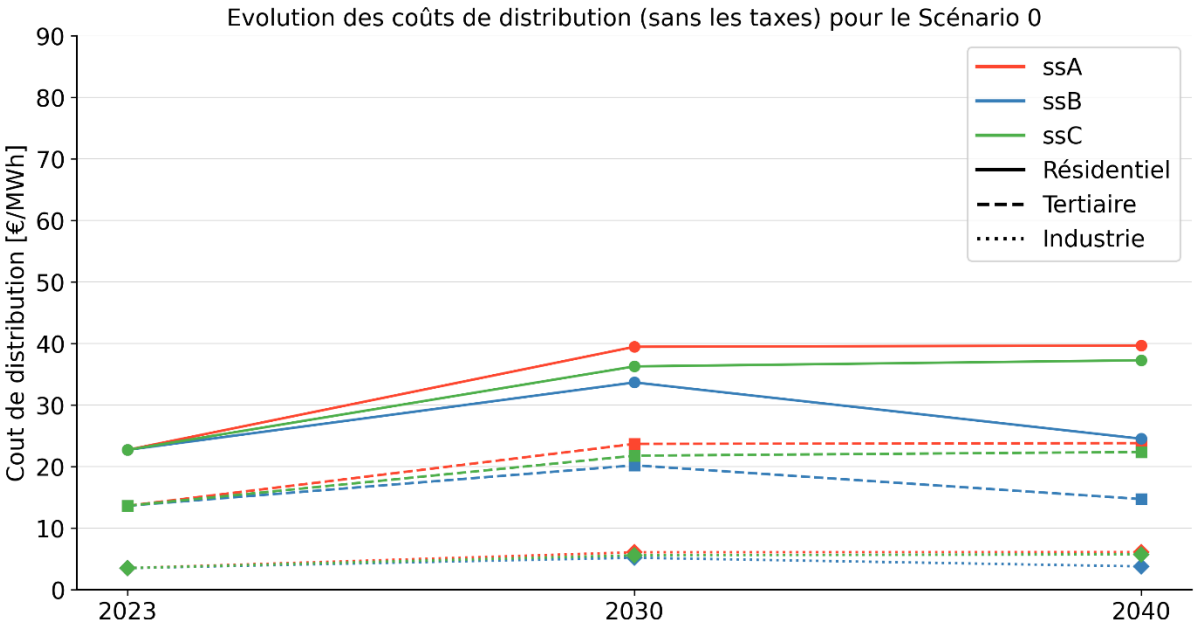


Figure 28 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 0TWh.

Concernant les sous-scénarios A et C, pour les mêmes raisons qu'entre 2023 et 2030, les coûts de distribution continuent à augmenter légèrement entre 2030 et 2040. Pour le sous-scénario B, les coûts de distribution diminuent entre 2030 et 2040 car, proportionnellement, le RA diminue de manière plus importante que ce que la consommation totale diminue. En effet, la consommation totale diminue d'environ 35% alors que le RA diminue d'environ 45%. Il en résulte donc une diminution des coûts de distribution. De plus, la part de la consommation du secteur résidentiel augmente par rapport à la consommation totale de gaz, ce qui a également pour effet de faire diminuer les coûts de distribution.

Consommation [TWh]	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	8.4	5.0	3.9	0.0	4.0	3.2	2.5	0.0	5.2	4.3	0.9	0.0
ssB	8.4	5.1	4.5	0.0	4.0	3.2	2.8	0.0	5.2	4.2	0.9	0.0
ssC	8.4	5.2	4.2	0.0	4.0	3.2	2.3	0.0	5.2	4.2	0.8	0.0

Tableau 13 : consommation de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scénarios 0 [TWh]

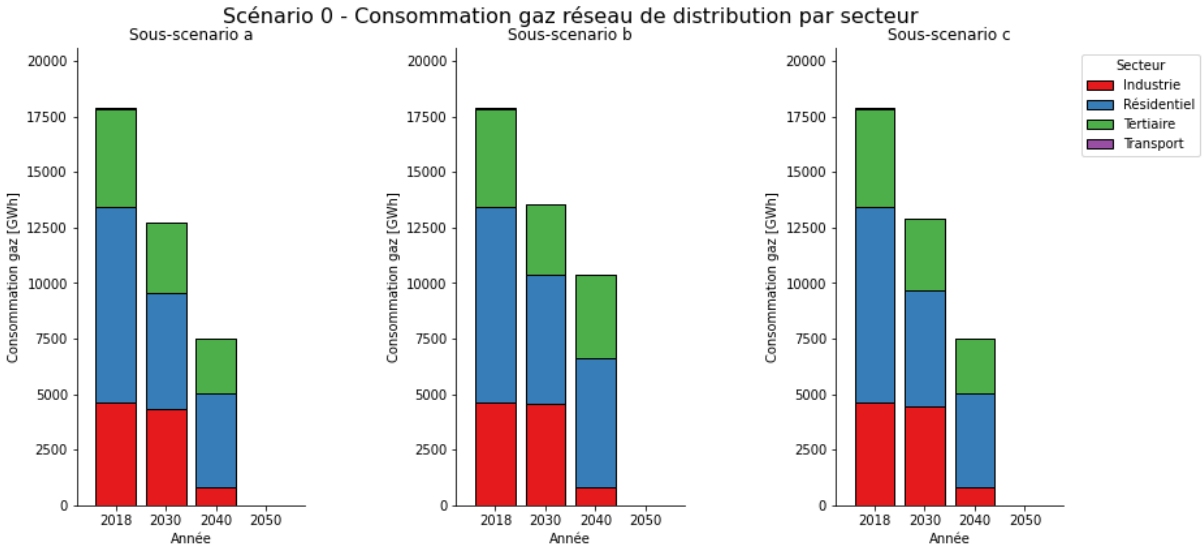
In fine, les coûts de distribution avec taxes fournis à TIMES pour les résultats après la dernière itération se trouvent dans le Tableau .

Coût de distribution (avec taxes)	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	36,3	53,1	53,3	/	14,5	24,5	24,7	/	4,5	7,1	7,1	/
ssB	36,3	47,3	38,1	/	14,5	21,1	15,6	/	4,5	6,2	4,8	/
ssC	36,3	49,9	50,9	/	14,5	22,6	23,2	/	4,5	6,6	6,8	/

Tableau 14: coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 0 [€/MWh]

4.4. Résultats de l'analyse TIMES

Les résultats de TIMES au regard des consommations par secteur du gaz sur le réseau de distribution sont présentés dans la figure suivante. Ceci est mis au regard de la composition du gaz dans le réseau de distribution.



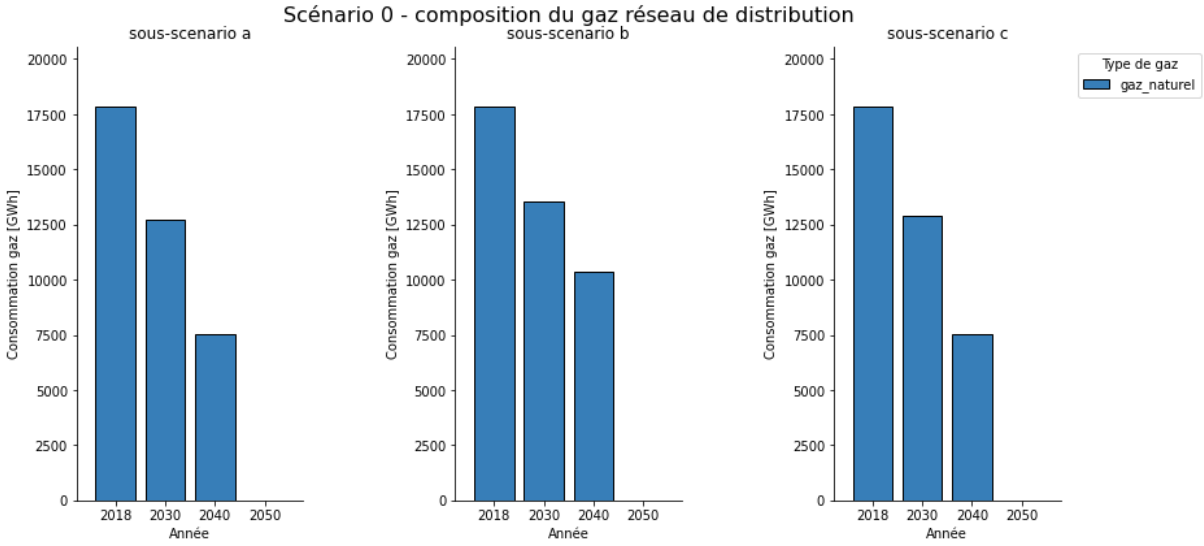


Figure 29 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 0TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050.

Dans les sous-scenarios A et C, la consommation baisse progressivement jusque 2050 selon une tendance similaire. En revanche, dans le sous-scenario B, la consommation baisse moins rapidement, surtout entre 2030 et 2040. Aussi, en 2040, la consommation du résidentiel reste plus importante que dans les autres sous-scenarios.

Dans tous les sous-scenarios, aucun biométhane n'est injecté dans le réseau de distribution. Ceci signifie que TIMES considère qu'il est moins cher que le biométhane produit soit uniquement consommé sur le réseau de transport, ou que la biomasse soit utilisée en usage direct.

Coût final pour les URDs

Le tableau suivant reprend l'évolution des coûts par unité d'énergie consommée (coût de l'énergie, coût de distribution et taxes confondus) par rapport à l'année de référence TIMES (2018) selon les différents sous-scenarios. L'évolution est relative au coût à l'année de référence, et non pas au palier de temps précédent.

évolution ssA	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	253%	162%	3314%
Industrie	0%	283%	154%	4273%
Résidentiel	0%	206%	154%	2127%

évolution ssB	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	32%	18%	424%
Industrie	0%	27%	14%	411%
Résidentiel	0%	40%	26%	163%

évolution ssC	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	249%	158%	9124%
Industrie	0%	282%	152%	12147%
Résidentiel	0%	202%	151%	5855%

Tableau 15 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 0TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018.

Pour le sous-scénario A, les trois secteurs (tertiaire, résidentiel et industriel) connaissent une forte augmentation des coûts à l'horizon 2050, qui se marque plus intensément entre 2040 et 2050. Les coûts baissent quelque peu en 2040, avec une accélération marquée à long terme.

Le sous-scenario B présente des augmentations beaucoup plus contrôlées et linéaires dans toutes les catégories.

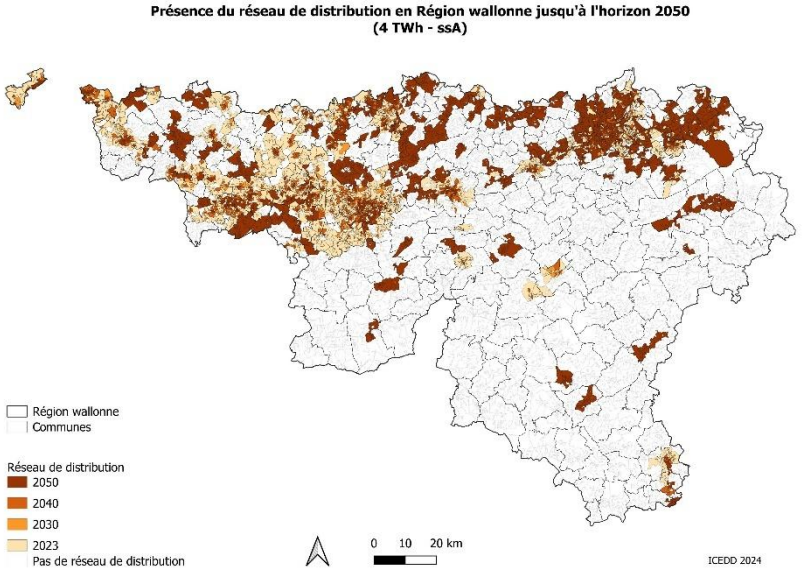
Le sous-scénario C suit les tendances du ssA, mais l'augmentation des coûts est encore plus prononcée entre 2040 et 2050 pour toutes les catégories, avec une augmentation marquée pour le secteur industriel. Ceci est lien avec le fait que les consommations chutent drastiquement entre 2040 et 2050, augmentant rapidement le coût au MWh.

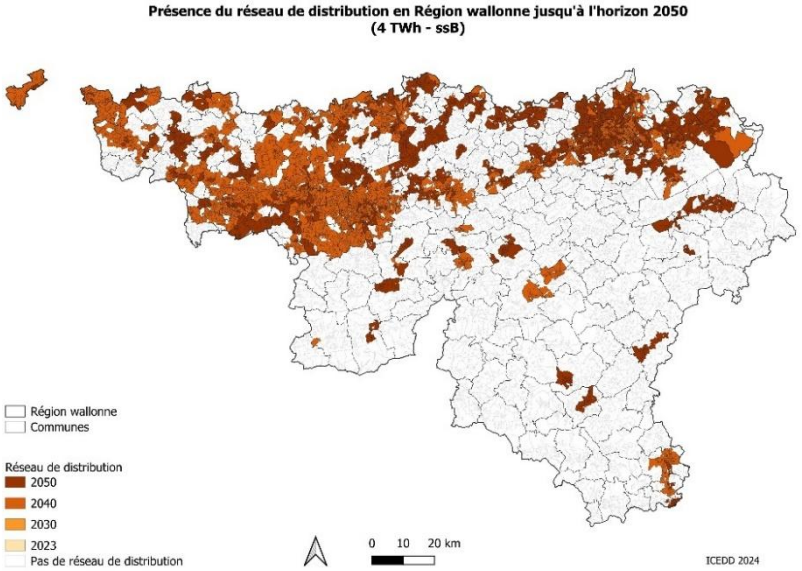
En d'autres mots, les ssA et ssC projettent une intensification des coûts pour les URDs, notamment dans les secteurs tertiaire et industriel entre 2040 et 2050, ce qui pourrait entraîner des défis financiers considérables à long terme. Le scénario ssB propose une alternative plus modérée et soutenable, avec une croissance maîtrisée des coûts, particulièrement adaptée pour un impact modéré sur les URDs.

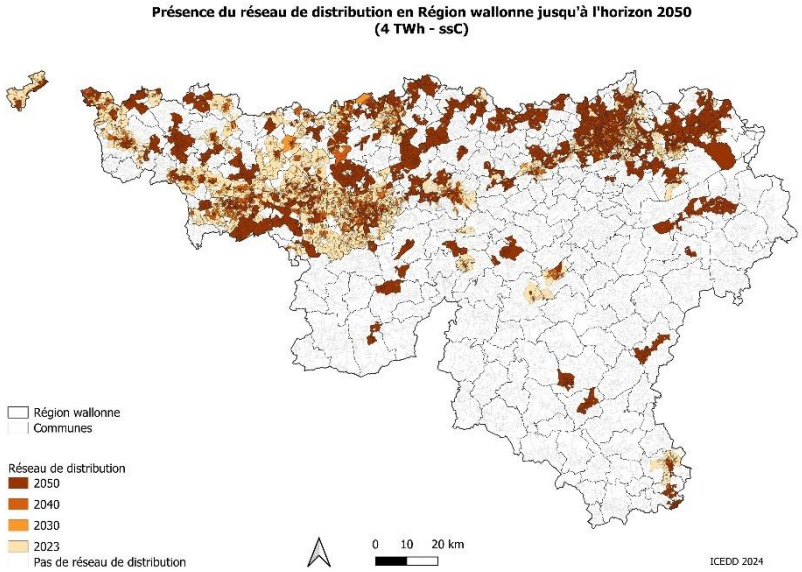
Il est à noter que les coûts à 2050 sont peu pertinents puisque la consommation devient nulle à cet horizon. Ces valeurs permettent donc uniquement de rendre compte de la forte accélération de l'augmentation des coûts par unité d'énergie consommée entre 2040 et 2050. L'augmentation modérée pour le sous-scenario C est inhérente à la perte d'actifs de 30% autorisée dans le modèle DC. L'effet de l'amortissement linéaire ou en courbe décroissante pour les ssA et ssB est très faible, l'augmentation des coûts de distribution étant modérés au regard du coût total par unité d'énergie.

5. Sous-scénarios 4 TWh

5.1. Réseau de distribution







DISCLAIMER

Les cartes présentées dans le cadre de l'étude « Avenir du gaz en Région wallonne », réalisée par l'ICEDD, constituent des représentations issues d'un ensemble d'hypothèses et de modélisations, notamment celles développées sur base de l'outil TIMES et des simulations associées. Elles ont un caractère exclusivement exploratoire et illustratif.

Ces cartes ne constituent en aucun cas une prévision, une décision, ni une orientation officielle quant à l'avenir du réseau de distribution de gaz. Elles ne doivent pas être interprétées comme reflétant l'état futur du réseau, ni comme une position de la CWaPE ou des gestionnaires de réseau.

L'analyse fournie repose sur des approches macroéconomiques et systématiques qui ne permettent pas de tenir compte des spécificités locales du réseau, ni des conditions opérationnelles propres à chaque zone. En conséquence, les résultats cartographiques ne peuvent servir à évaluer la situation d'une conduite, d'un quartier ou d'une commune particulière.

Les résultats présentés dépendent d'hypothèses valables à la date de réalisation de l'étude et ne préjugent pas des évolutions réglementaires, technologiques ou économiques ultérieures.

Toute utilisation ou diffusion des cartes doit tenir compte de ces limites et s'accompagner de la présente mise en garde afin d'éviter toute interprétation erronée ou excessive des résultats.

L'analyse des sous-scénarios ssA, ssB et ssC pour le scénario 4 TWh montre des dynamiques variées de l'évolution du réseau de gaz entre 2030, 2040 et 2050.

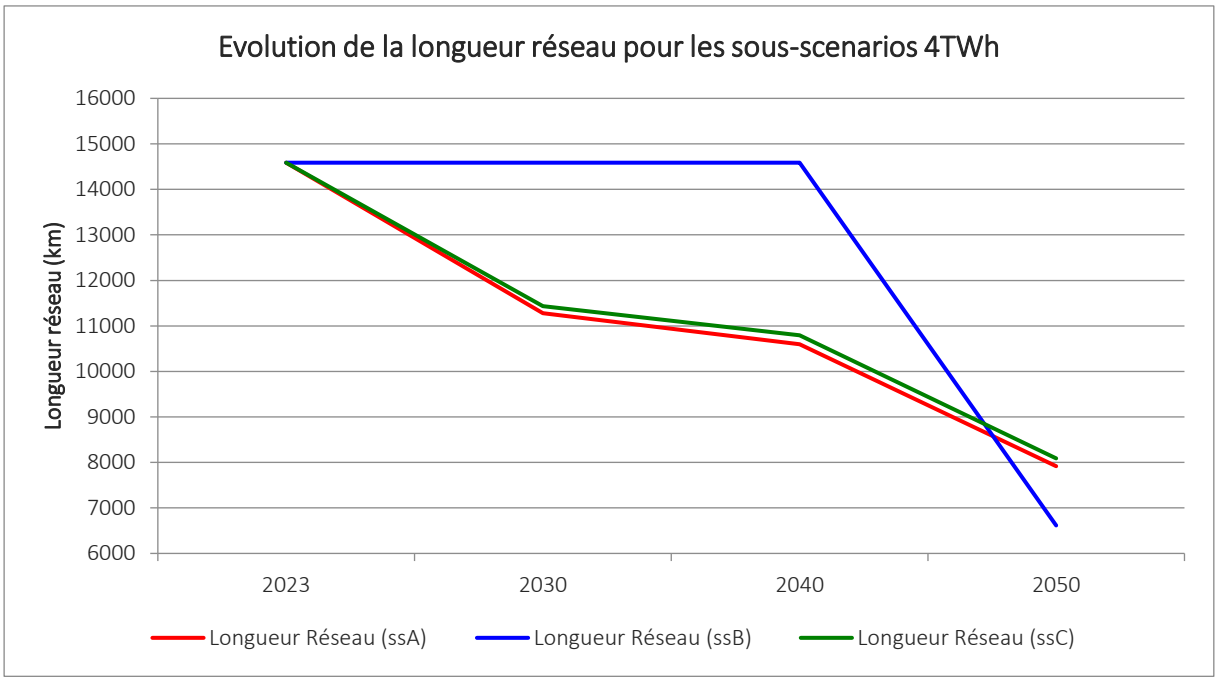


Figure 30 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 4TWh

En 2030, les scénarios montrent des tendances contrastées : tandis que le ssA et le ssC prévoient une réduction significative du réseau et de la clientèle, le ssB envisage une stabilité du réseau, et donc aucun décommissionnement.

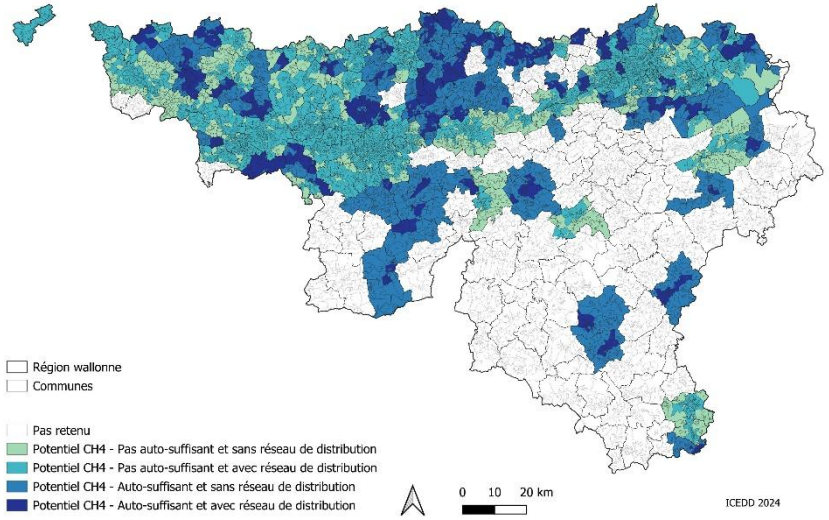
À l'horizon 2040, les réductions de réseau s'intensifient pour le ssA et le ssC, tandis que le ssB maintient sa longueur réseau. Dans ce dernier, les premiers résultats montraient un décommissionnement avant une extension en 2030, ainsi la longueur du réseau a été lissée pour rendre compte des contraintes techniques et économiques de décommissionner avant de réhabiliter, ce qui est, en pratique, peu probable.

En 2050, tous les sous-scénarios anticipent une réduction marquée du réseau, avec des baisses plus importantes pour le ssB et le ssC. La longueur du réseau en 2050 représente alors entre 45 et 55% du réseau actuel.

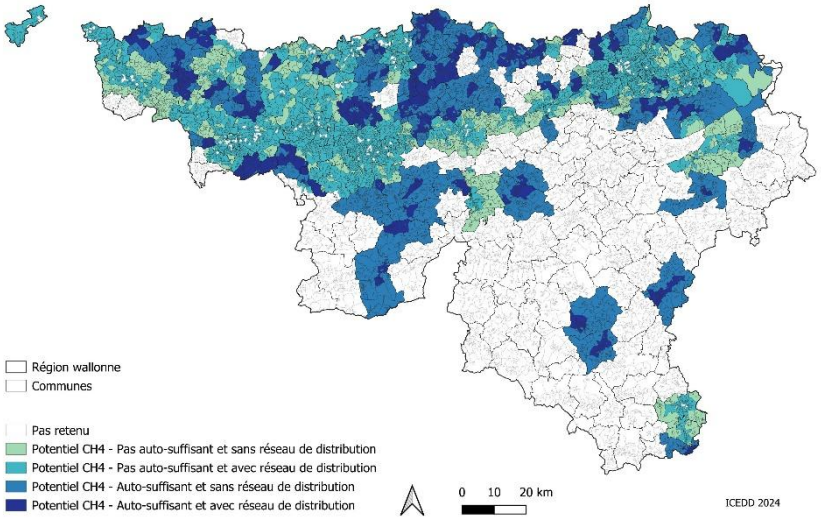
En résumé, le ssB se distingue par une stabilité du réseau, tandis que les ssA et ssC enregistrent des réductions progressives du réseau. À long terme, les trois sous-scénarios convergent vers un fort décommissionnement du réseau et une diminution de la clientèle.

5.2. Potentiel de biomasse

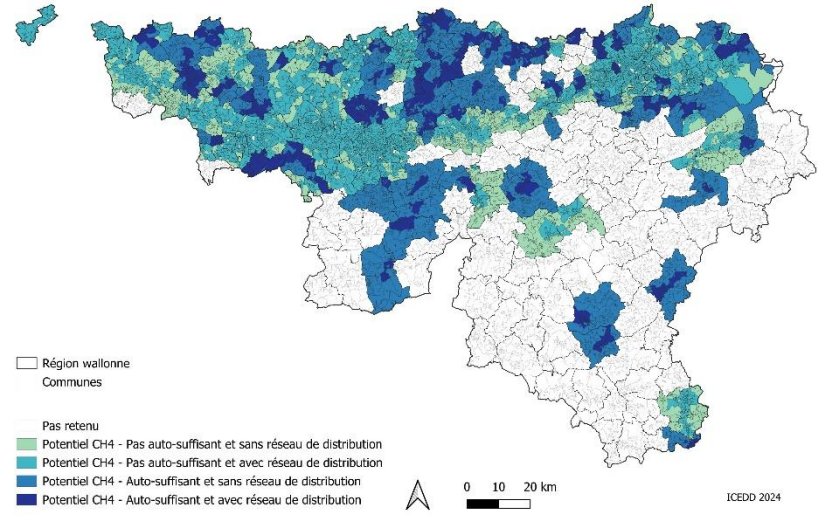
Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (4 TWh - ssA)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (4 TWh - ssB)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (4 TWh - ssC)



Tenant compte des projections de la disposition du réseau, le potentiel théorique exploitable de biomasse à l'horizon 2050 oscille entre 70% et 72% du potentiel wallon total. Etant donné la réduction importante anticipée du réseau, le potentiel collectable reste élevé. Il est donc davantage fonction de la localisation annoncée du réseau que de la longueur restante.

Cela s'explique par les hypothèses fortes ayant été posées, à savoir tenir compte de tout le potentiel dans les communes auto-suffisantes et de la possibilité de collecter dans un rayon de 10km autour du réseau restant pour les communes qui ne sont pas auto-suffisantes.

Sous-scénario	2050	
	GWh	% du potentiel réaliste wallon
ssA	6. 113	72%
ssB	5.942	70%
ssC	6.140	72%

Tableau 16 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 4TWh.

5.3. Revenu autorisé et coût de distribution

Etant donné que les résultats de la cartographie sont similaires pour les sous-scénarios A et C, il est cohérent que les résultats finaux pour l'outil DC soient également très proches pour les deux sous-scénarios.

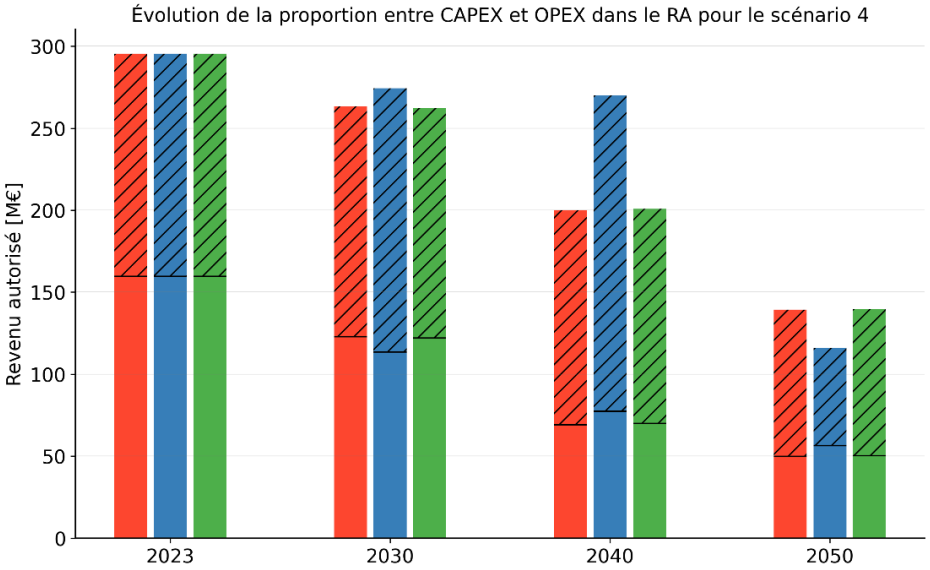


Figure 33 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenari 4TWh.

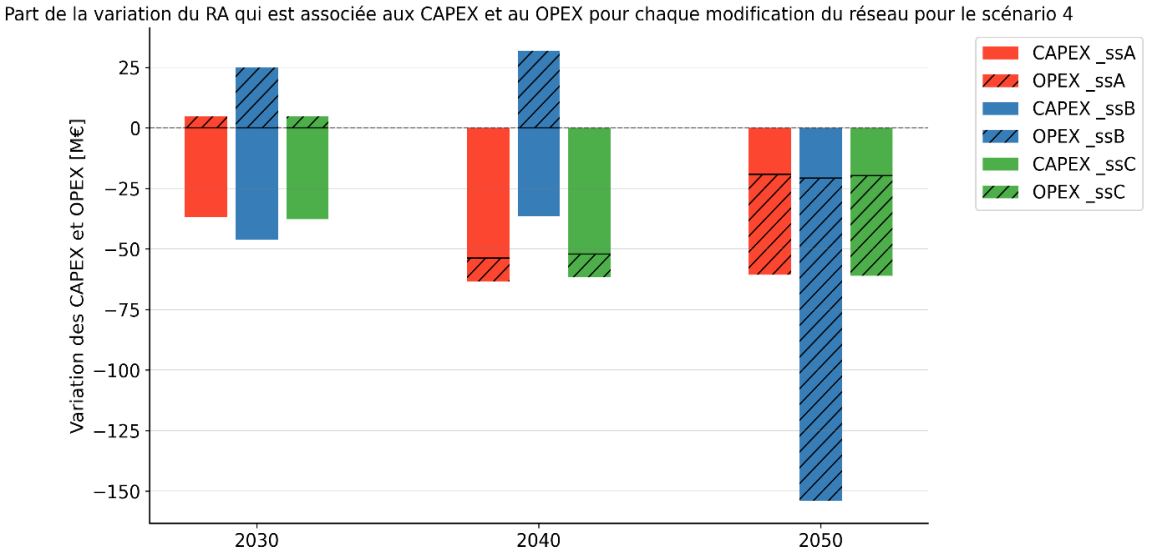


Figure 32 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX.

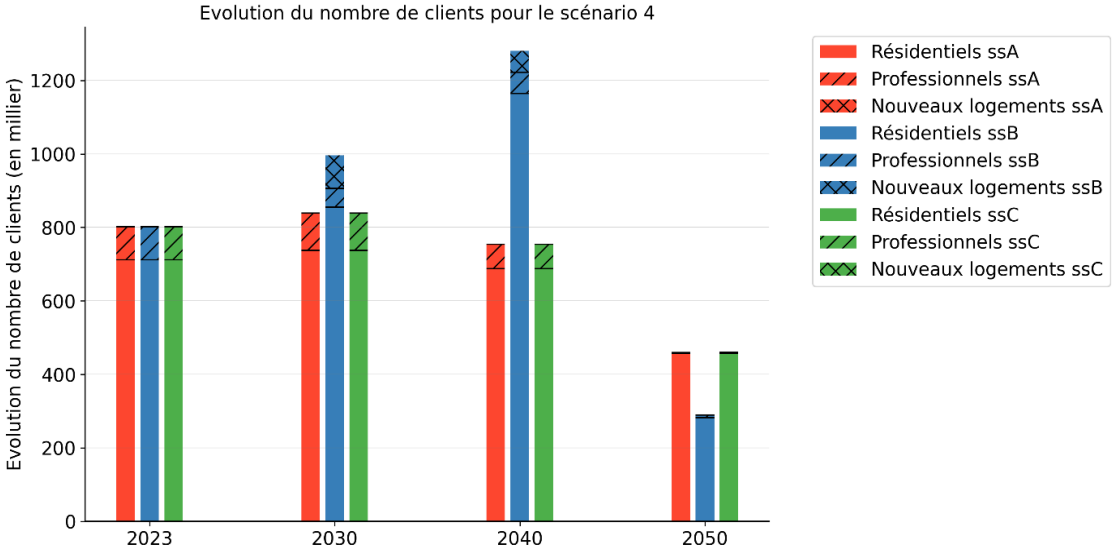


Figure 31 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 4TWh.

Pour ces sous-scénarios, comme le montre la Figure 33 , le revenu autorisé diminue chaque année jusque 2050. Comme le montre la Figure 32, en 2030, les OPEXs augmentent légèrement suite au nombre de clients qui augmente lui aussi légèrement, cependant, le décommissionnement important prend le dessus ce qui diminue le revenu lié aux CAPEX[20]. Pour 2030 et 2040, c'est à la fois le nombre de clients qui diminue (Figure 31) mais également la taille du réseau, il en résulte donc une diminution plus importante du revenu autorisé.

Comme analysé précédemment, la diminution de la taille du réseau est plus importante entre 2040 et 2050 qu'entre 2030 et 2040. Cependant, la diminution du revenu autorisé dû au CAPEX est plus importante entre 2030 et 2040 pour diverses raisons :

- La valeur résiduelle des conduites décommissionnées en 2050 est négligeable car la majorité d'entre elles aura plus de 50 ans et n'aura donc plus de valeur comptable.
- Le réseau entre 2040 et 2050 a moins de valeur qu'entre 2030 et 2040 et donc l'amortissement du réseau de 3.5% par an sera plus petit, ainsi la modification des CAPEXs en valeur absolue sera réduite.

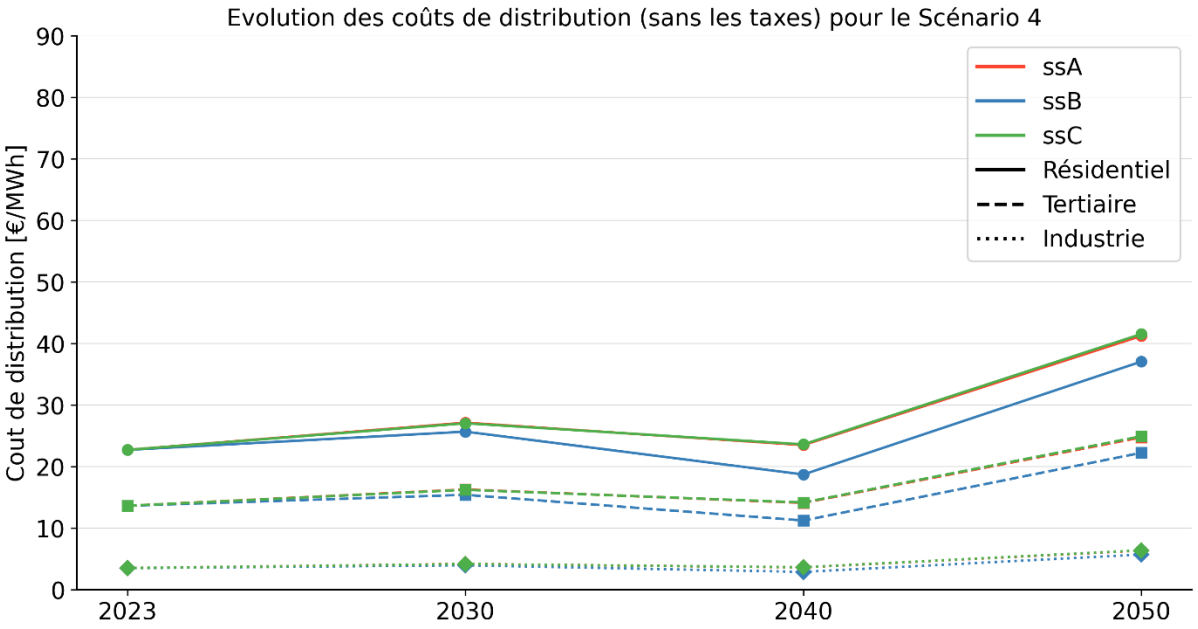


Figure 34 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 4TWh.

Selon la Figure 34 concernant les coûts de distribution, ils augmentent légèrement entre 2023 et 2030. La consommation étant presque constante et le RA diminuant légèrement, les coûts auraient dû diminuer légèrement (Équation 18).

Cependant, le transfert de la consommation du secteur résidentiel vers les secteurs professionnels dans les ssA et ssC (Tableau) entraîne une hausse des coûts de distribution pour chaque secteur entre 2023 et 2030. Ce phénomène prend le dessus sur la variation du RA.

[20] En effet, s'il y a moins de réseau à amortir car décommissionné, le revenu autorisé baisse.

Consommation [TWh]	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	8.4	7.0	5.8	3.8	4.0	4.3	5.9	0.2	5.2	6.1	0.9	0.0
ssB	8.4	9.8	14.3	3.3	4.0	2.1	0.9	0.7	5.2	3.1	5.0	0.0
ssC	8.4	7.0	5.8	3.8	4.0	4.3	5.9	0.2	5.2	6.1	0.9	0.0

Tableau 17 : Consommations de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scenarios 4 TWh.

La légère baisse des coûts observée entre 2030 et 2040 s'explique par une part accrue de la consommation réalisée dans le secteur résidentiel (Figure 34). En effet, la réduction de la consommation totale est contrebalancée par une baisse équivalente du RA. En 2050, la forte augmentation des coûts de distribution s'explique par une réduction drastique de la consommation totale, qui est divisée par trois entre 2040 et 2050 (Équation 18).

Concernant le **sous-scénario b**, jusque 2040 aucun décommissionnement n'est effectué et le nombre de client totaux augmente. Ceci a donc pour effet de limiter la variation du RA. Entre 2040 et 2050, une chute drastique du nombre de clients va, en revanche, faire chuter le RA. Le décommissionnement important de 2050 n'a presque pas d'influence sur le RA car les conduites n'ont plus une grande valeur comptable en 2050. La diminution du RA suite au CAPEX est presque identique pour les sous-scénarios a et c avec le b alors qu'un décommissionnement bien plus important est présent dans le sous-scenario b entre 2040 et 2050. Cela confirme ce qui vient d'être dit : **le décommissionnement entre 2040 et 2050 n'a pas beaucoup d'impact sur le RA en 2050.**

La légère augmentation des coûts pour le ssB entre 2023 et 2030 peut être expliquée par une légère augmentation de la consommation des clients résidentiels et une diminution de la consommation totale qui ne sont pas compensées par la diminution du RA. La diminution des coûts en 2040 s'explique par une augmentation de 30% de la consommation totale et un RA presque identique par rapport à 2030. Concernant 2050, le RA est environ divisé par 2 par rapport à 2040 mais ceci est plus que contré par la consommation qui passe de 20 TWh en 2040 à 4TWh en 2050.

In fine, les coûts de distribution avec taxes fournis à TIMES pour les résultats après la dernière itération se trouvent dans le Tableau .

Coût de distribution (avec taxes)	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	36,3	40,7	37,1	54,8	14.5	17,1	15,0	25,6	4.5	5,2	4,6	7,4
ssB	36,3	39,3	32,3	50,7	14.5	16,3	12,1	23,1	4.5	5,0	3,9	6,7
ssC	36,3	40,6	37,2	55,1	14.5	17,1	15,0	25,8	4.5	5,2	4,7	7,4

Tableau 18 : coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 4 en [€/MWh]

5.4. Résultats de l'analyse TIMES

Les résultats de TIMES au regard des consommations par secteur du gaz sur le réseau de distribution sont présentés dans la figure suivante. Ceci est mis au regard de la composition du gaz dans le réseau de distribution.

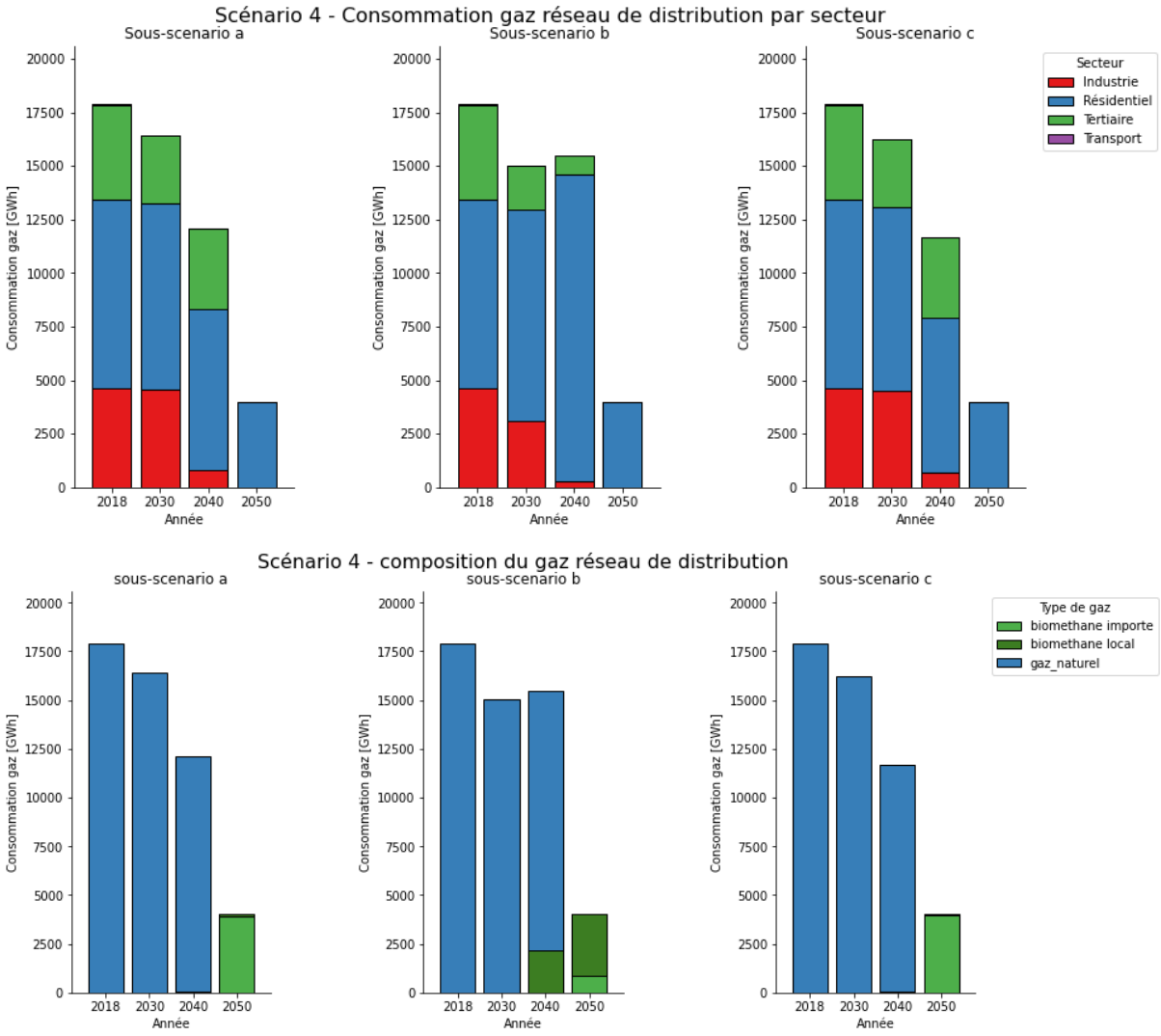


Figure 35 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 4TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050.

Dans les sous-scenarios A et C, la consommation baisse progressivement jusque 2050 selon une tendance similaire. En revanche, dans le sous-scenario B, la consommation baisse en 2030 pour réaugmenter légèrement en 2040, avant d'atteindre les 4TWh.

Dans les trois sous-scenarios, on observe une plus grande proportion de consommation dédiée au secteur résidentiel en 2030 et 2040 et une disparition des secteur tertiaire et industriel entre 2040 et 2050. Cette proportion reste toutefois plus importante dans le sous-scenario B, et ce en lien avec les objectifs atténués de la stratégie de rénovation en Wallonie.

Dans tous les sous-scenarios, le biométhane n'apparait dans le réseau de distribution qu'entre 2040 et 2050, et il constitue le seul gaz dans le mix gaz. En revanche, des différences notables en matière de l'origine du biométhane subsistent : dans les sous-scenarios A et C, le biométhane est surtout importé

alors que dans le ssB il est plutôt consommé localement. Le ssB suit en fait la tendance que l'on observe dans les scénarios majeurs 8, 12 et 18, à savoir : une quantité de l'ordre de 3 TWh de biométhane produit localement et utilisée dans le réseau, complétée si nécessaire par des imports de biométhane.

Par contre, comme on peut le voir à la section 4.2, le scenario majeur de 4 TWh importe quasiment la totalité du biométhane consommé sur le réseau de distribution. Les ssA et ssC suivent cette tendance particulière tandis que le ssB suit la tendance générale des autres scénarios majeurs. Il faut être conscient que le potentiel de biogaz produit localement est utilisé par plusieurs secteurs en concurrence : la production d'électricité, l'industrie, d'éventuelles unités de cogénération dans le secteur tertiaire et enfin l'épuration en vue de l'injection dans le réseau de distribution. Ici, le modèle voit un intérêt économique plus grand d'utiliser l'entièreté du biogaz produit localement dans des usages autres que l'épuration pour l'injection dans le réseau de distribution pour certaines configurations du scénario 4 TWh.

5.5. Coût final pour les URDs

Le tableau suivant reprend l'évolution des coûts par unité d'énergie consommée (coût de l'énergie, coût de distribution et taxes confondus) par rapport à l'année de référence TIMES (2018) selon les différents sous-scenarios. L'évolution est relative au coût à l'année de référence, et non pas au palier de temps précédent.

évolution ssA	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	238%	154%	643%
Industrie	0%	279%	170%	801%
Résidentiel	0%	190%	135%	457%

évolution ssB	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	330%	288%	737%
Industrie	0%	343%	329%	301%
Résidentiel	0%	275%	230%	513%

évolution ssC	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	241%	165%	643%
Industrie	0%	279%	174%	802%
Résidentiel	0%	193%	147%	457%

Tableau 19 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 4TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018.

Pour le sous-scénario A, les secteurs tertiaire, résidentiel, et industriel affichent une forte croissance des coûts jusqu'en 2050, avec une accélération plutôt stable. L'industrie, bien qu'en progression notable, reste légèrement moins impactée que les deux autres. Le tertiaire est bien plus impacté que les autres secteurs avec une augmentation de plus de 700%.

Le sous-scénario B présente une évolution plus linéaire et contrôlée. Les coûts dans les secteurs tertiaire et industriel augmentent modérément, avec des hausses maîtrisées à chaque étape.

Pour le sous-scénario C, les évolutions des coûts sont également marquées, bien que moins intenses que dans le ssA pour le tertiaire, mais beaucoup plus prononcées pour l'industrie, qui dépasse largement

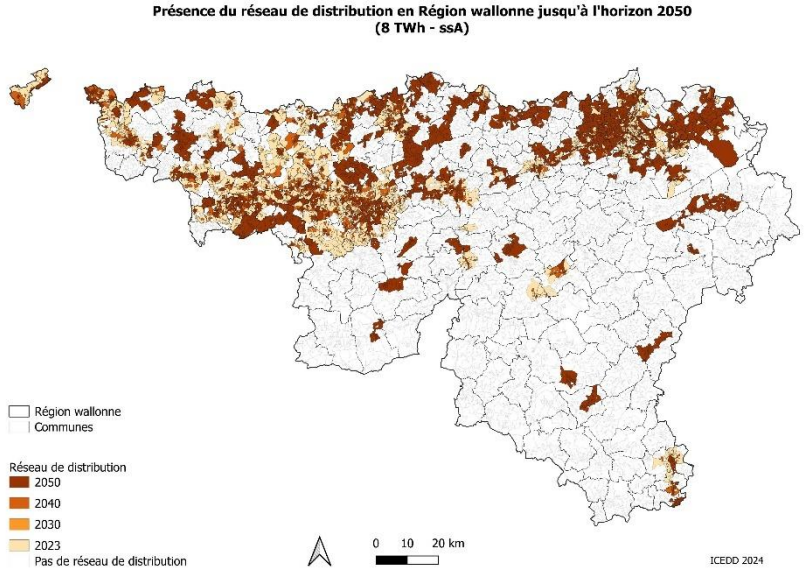
les autres secteurs en 2050. Les coûts dans le résidentiel suivent une progression constante, mais à un rythme plus modéré.

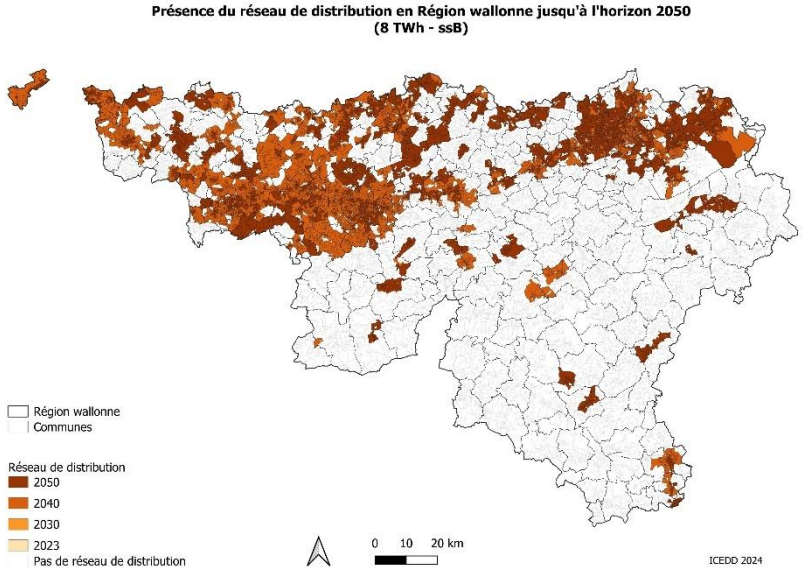
En résumé, les sous-scénarios A et C projettent des augmentations substantielles des coûts par rapport à 2018, particulièrement dans les secteurs tertiaire et industriel, posant des défis financiers à long terme pour ces secteurs. Le sous-scénario B offre une alternative plus équilibrée, avec une progression maîtrisée dans tous les secteurs, ce qui en fait une option plus soutenable à long terme.

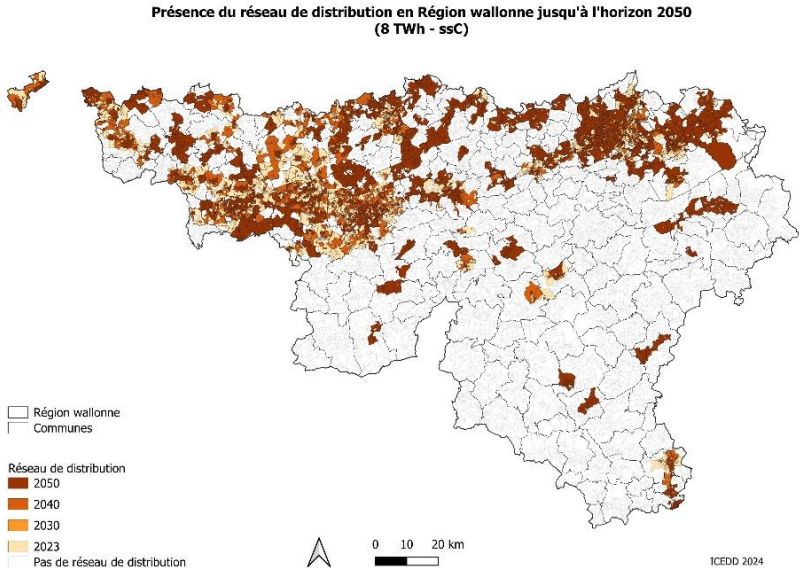
Ceci est à mettre au regard des **points de basculement** étudiés dans le scenario central. Ainsi, à part dans le sous-scenario C, sans contrainte de consommation à long terme et avec de tels coûts, il peut être conclu que l'accélération de la sortie du gaz naturel du système aurait été marquée dès 2030, surtout dans les secteurs tertiaire et résidentiel.

6. Sous-scénario 8 TWh

6.1. Réseau de distribution







DISCLAIMER

Les cartes présentées dans le cadre de l'étude « Avenir du gaz en Région wallonne », réalisée par l'ICEDD, constituent des représentations issues d'un ensemble d'hypothèses et de modélisations, notamment celles développées sur base de l'outil TIMES et des simulations associées. Elles ont un caractère exclusivement exploratoire et illustratif.

Ces cartes ne constituent en aucun cas une prévision, une décision, ni une orientation officielle quant à l'avenir du réseau de distribution de gaz. Elles ne doivent pas être interprétées comme reflétant l'état futur du réseau, ni comme une position de la CWaPE ou des gestionnaires de réseau.

L'analyse fournie repose sur des approches macroéconomiques et systématiques qui ne permettent pas de tenir compte des spécificités locales du réseau, ni des conditions opérationnelles propres à chaque zone. En conséquence, les résultats cartographiques ne peuvent servir à évaluer la situation d'une conduite, d'un quartier ou d'une commune particulière.

Les résultats présentés dépendent d'hypothèses valables à la date de réalisation de l'étude et ne préjugent pas des évolutions réglementaires, technologiques ou économiques ultérieures.

Toute utilisation ou diffusion des cartes doit tenir compte de ces limites et s'accompagner de la présente mise en garde afin d'éviter toute interprétation erronée ou excessive des résultats.

Selon la cartographie, le décommissionnement du réseau se fait plus rapidement dans les ssA et C alors que les secteurs statistiques subissent un décommissionnement uniquement à partir de 2040 dans le ssB. La figure ci-dessous montre cette analyse en termes de longueur de réseau.

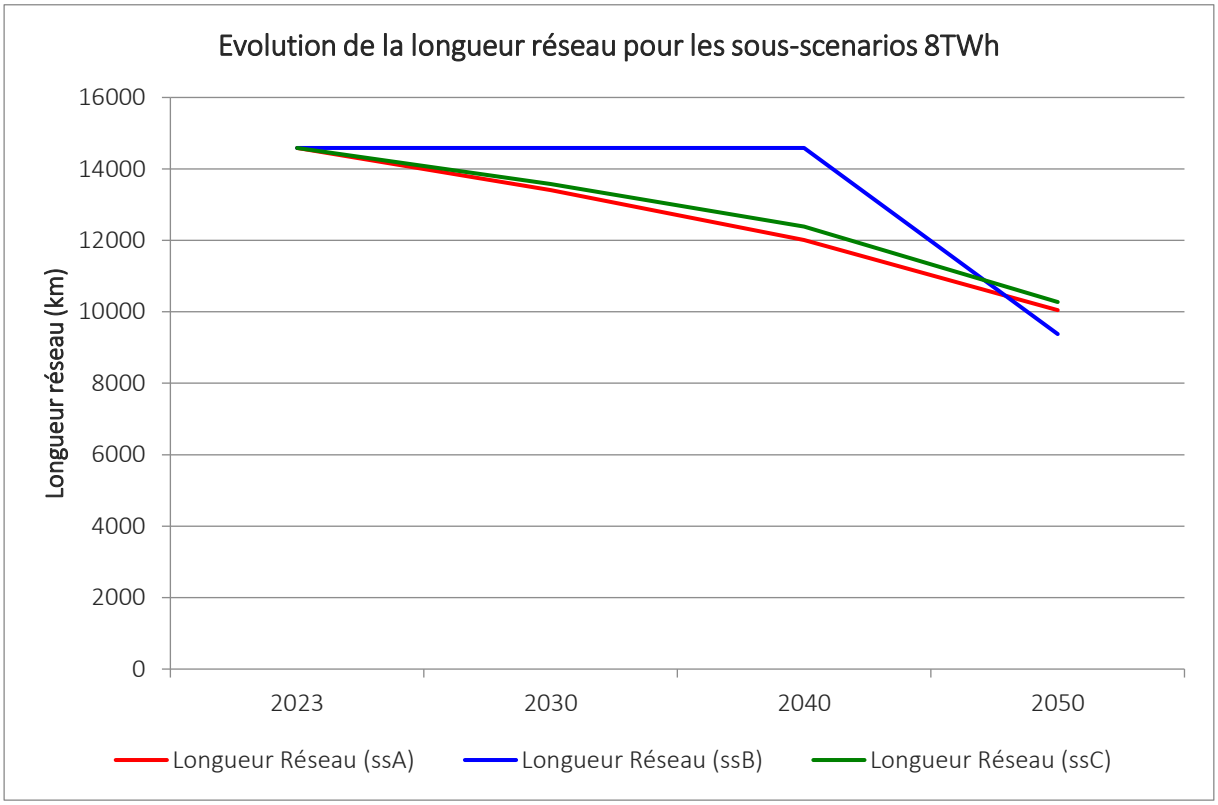


Figure 36 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 8TWh.

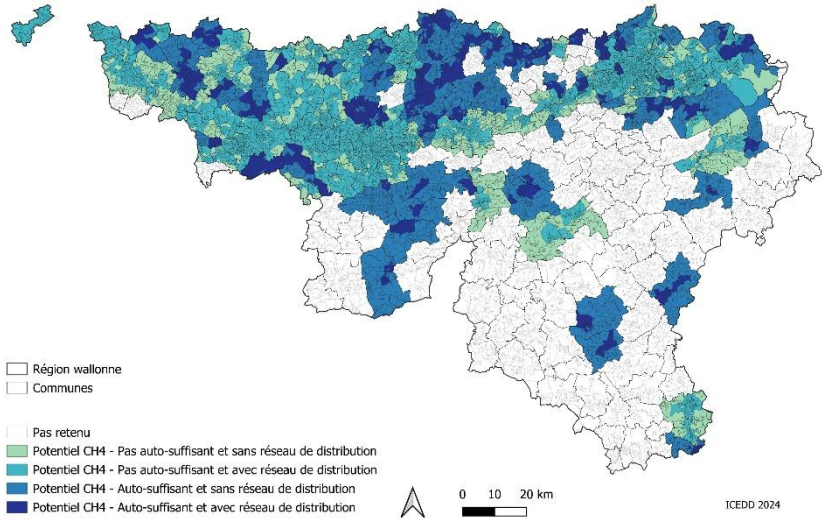
Entre 2030 et 2040, les scénarios montrent des tendances contrastées : tandis que le ssA et le ssC prévoient une réduction progressive du réseau, le ssB envisage une stabilité du réseau, et donc aucun décommissionnement. Ceci est dû aux ajustements a posteriori de l'analyse cartographique sur base des premiers résultats TIMES, puisqu'un phénomène de décommissionnement avant extension était observé. Comme expliqué pour les sous-scenarios 4TWh, ceci n'a pas de sens technique, ainsi les courbes ont été lissées.

En 2050, tous les sous-scénarios anticipent une réduction marquée du réseau, avec des baisses plus importantes pour le ssB et le ssC. La longueur du réseau en 2050 représente alors entre 64 et 70% du réseau actuel.

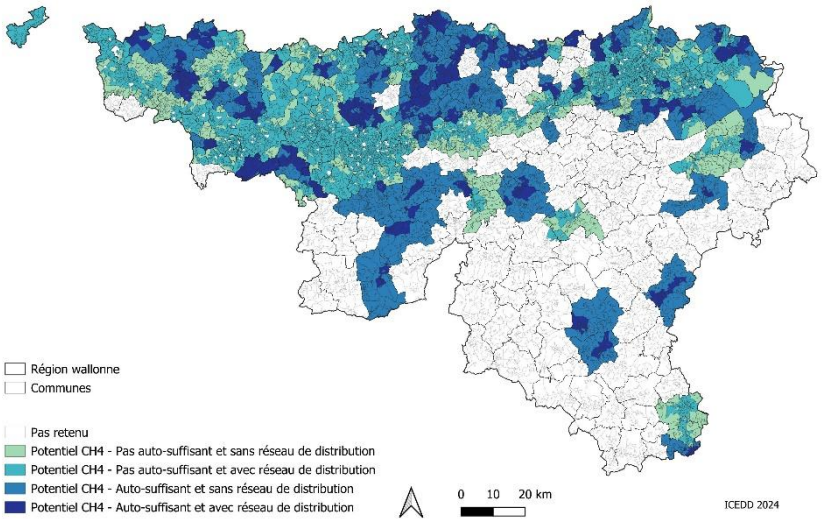
En résumé, le ssB se distingue par une stabilité du réseau, tandis que les ssA et ssC enregistrent des réductions progressives du réseau. À long terme, les trois sous-scénarios convergent vers un fort décommissionnement du réseau et une diminution de la clientèle.

6.2. Potentiel de biomasse

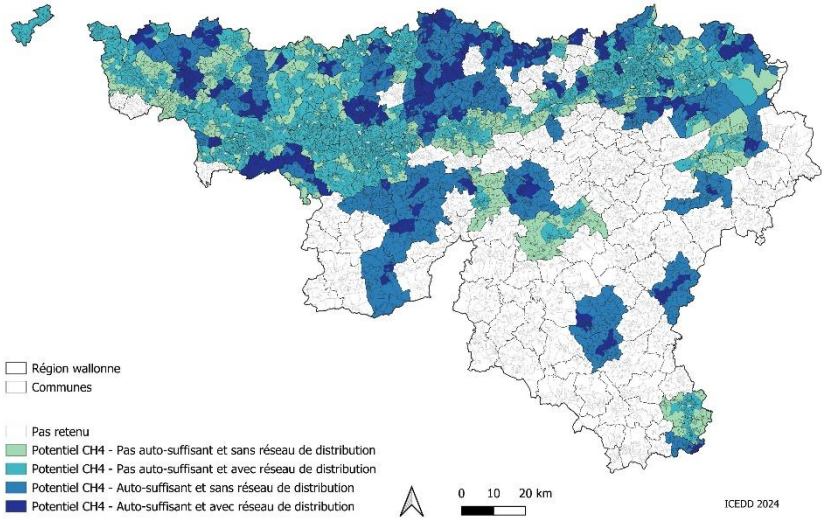
Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (8 TWh - ssA)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (8 TWh - ssB)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (8 TWh - ssC)



Le potentiel de biomasse théorique exploitable à l'horizon 2050 oscille entre 71% et 72% du potentiel wallon total pour le scénario 8 TWh. A nouveau, ce potentiel exploitable est fonction de la modélisation du réseau futur et il reste élevé malgré une réduction importante anticipée du réseau. La localisation annoncée du réseau reste donc le déterminant principal du potentiel collecté plutôt que la taille du réseau.

Sous-scénario	2050	
	GWh	% du potentiel réaliste wallon
ssA	6.153	72%
ssB	6.054	71%
ssC	6.138	72%

Tableau 20 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 8TWh.

6.3. Revenu autorisé et coût de distribution

De manière identique au scénario 4, les sous-scénarios A et C ont des résultats cartographiques très similaires. Il est donc cohérent que les résultats finaux pour l'outil DC soient également très proches pour les deux sous-scénarios.

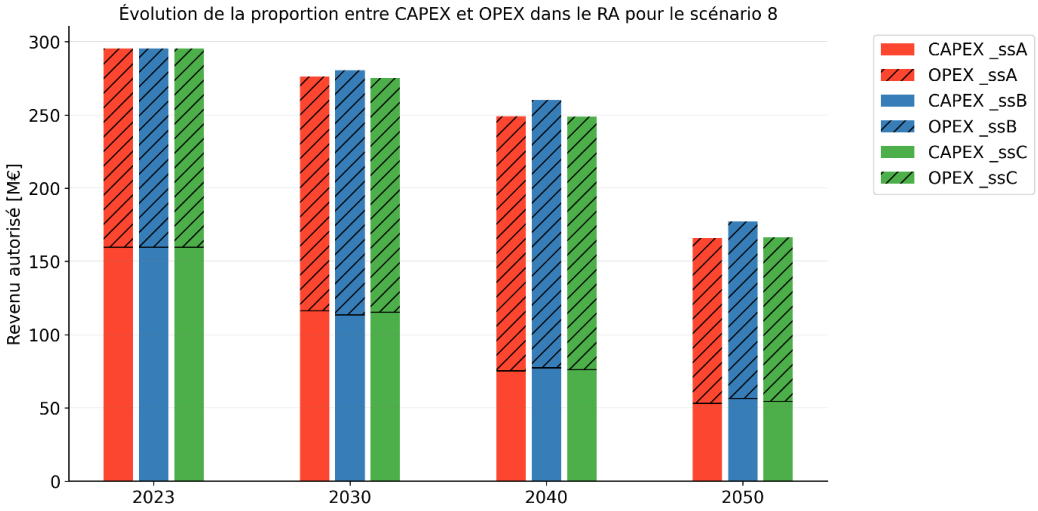


Figure 38 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 8TWh.

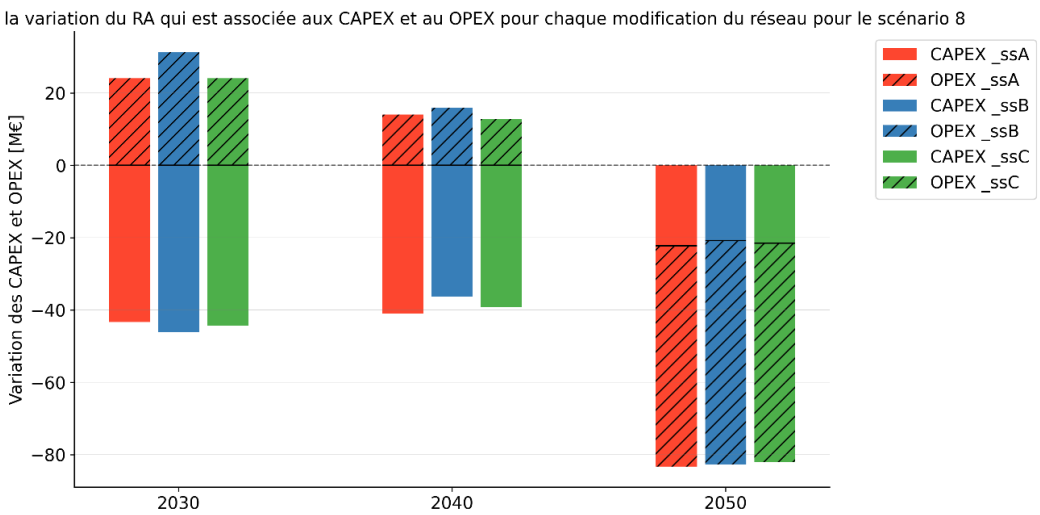


Figure 37 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX.

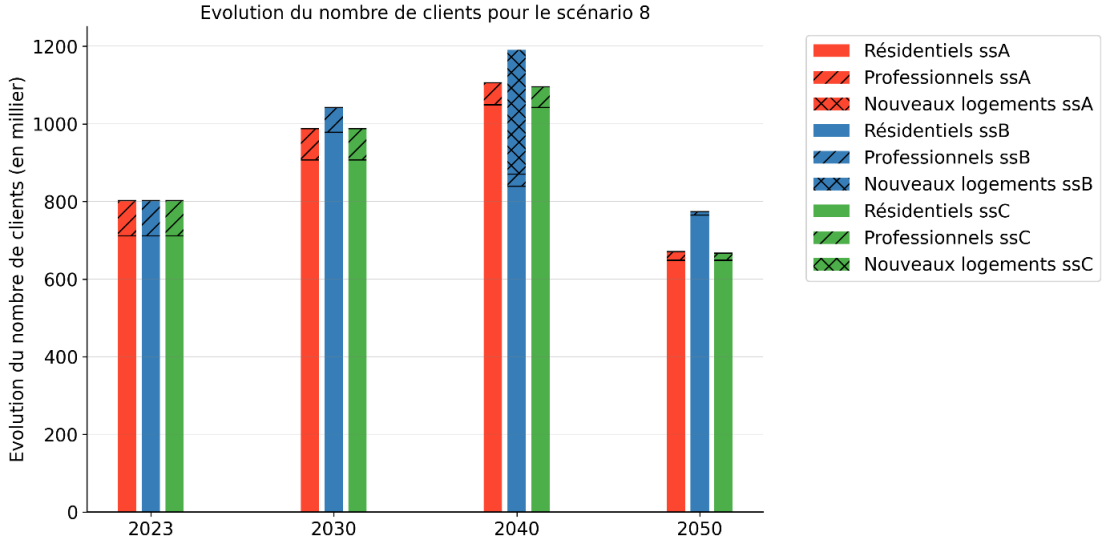


Figure 39 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 8TWh.

Pour ces sous-scénarios, comme le montre la Figure 38, le RA diminue légèrement entre 2023 et 2040. La Figure 37, quant à elle, illustre le fait qu'entre 2023 et 2040, la diminution des CAPEXs (composés des amortissements annuels ainsi que du décommissionnement) sont partiellement compensés par l'augmentation des OPEXs suite au nombre de clients qui augmente également entre 2023 et 2040 (illustré à la Figure 39). Entre 2040 et 2050, les CAPEXs continuent à diminuer suite à l'amortissement. L'impact du décommissionnement est négligeable car les conduites sont majoritairement déjà amorties en 2050. En plus de cette diminution de CAPEXs, le nombre de clients diminue lui aussi, ce qui résulte en diminution des OPEXs et donc une diminution plus importante du RA que pour les années précédentes.

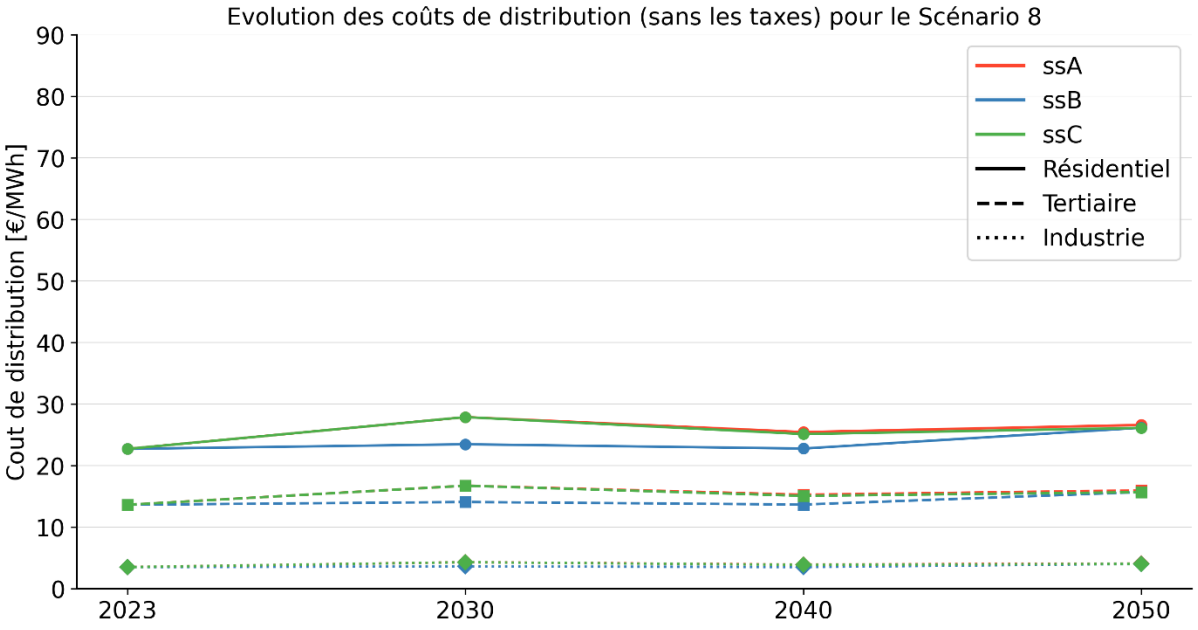


Figure 40 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 8TWh.

Toujours dans les sous-scénarios A et C, les coûts de distribution ne fluctuent pas de manière très importante comme illustré à la Figure 40. La légère augmentation des coûts de distribution en 2030 s'explique par une consommation totale du gaz qui diminue ainsi que par le *shift* de la consommation des clients résidentiels vers les clients professionnels (voir Tableau). Ces phénomènes ne sont pas compensés par l'évolution du RA car celui-ci ne diminue que très peu.

La diminution des coûts de distribution en 2040 s'explique par une plus grande proportion de la consommation dans le secteur résidentiel qu'en 2030. Ce phénomène aura pour effet de faire diminuer les coûts de distribution et, cet effet n'est pas compensé par le RA qui ne diminue que très peu. Les coûts de distribution n'évoluent presque plus entre 2040 et 2050 car la diminution totale de consommation est compensée par le revenu autorisé qui diminue de manière plus importante que précédemment. Ces deux phénomènes, ayant des effets opposés sur l'évolution des coûts de distribution, vont s'annuler.

Consommation [TWh]	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	8.4	8.0	7.5	5.7	4.0	3.3	5.1	2.3	5.2	4.9	0.6	0.0
ssB	8.4	10.7	10.6	7.1	4.0	2.8	2.9	0.9	5.2	3.8	0.3	0.0
ssC	8.4	7.9	7.8	6.1	4.0	3.4	4.9	1.9	5.2	4.9	0.6	0.0

Tableau 21 Consommations de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scenarios 8 TWh.

Concernant le sous-scénario B, une analyse relativement similaire aux sous-scénarios A et C peut être faite. En effet, les tendances générales observées sur les différents graphiques sont très proches des sous-scénarios A et C. Entre 2023 et 2040, étant donné qu'aucun décommissionnement n'est effectué pour le sous-scénario B et que le nombre de clients est supérieure aux sous-scénarios A et C, il est logique que le RA soit légèrement supérieur pour le sous-scénario B que pour les sous-scénarios A et C.

Concernant l'année 2050, le nombre de clients pour le sous-scénario B étant légèrement plus important que pour les sous-scénarios A et C, les OPEXs seront également un peu plus importants. De plus, le décommissionnement important ayant lieu entre 2040 et 2050 n'a pas un impact très important sur l'évolution du RA car les conduites sont déjà majoritairement amorties. Ceci résulte donc en un RA plus important en 2050 pour le sous-scénario B que pour les sous-scénarios A et C.

La Figure 40 montre que les coûts de distribution pour le sous-scénario B sont relativement stables entre 2023 et 2040 et augmentent légèrement entre 2040 et 2050. La stabilité entre 2023 et 2040 s'explique par 3 phénomènes dont les impacts sur les coûts de distribution vont s'annuler :

- Une proportion de la consommation du secteur résidentiel qui devient de plus en plus importante par rapport à la consommation totale de gaz. Ceci a pour effet de faire diminuer les coûts de distribution ;
- Une diminution de la consommation totale de gaz qui a pour effet de faire augmenter les coûts de distribution ;
- Une légère diminution du RA qui a pour effet de diminuer les coûts de distribution.

Finalement, l'augmentation des coûts de distribution en 2050 s'explique par la consommation totale de gaz qui est presque divisée par deux entre 2040 et 2050 dans le sous-scénario B.

In fine, les coûts de distribution avec taxes fournis à TIMES pour les résultats après la dernière itération se trouvent dans le Tableau .

Coût de distribution (avec taxes)	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	36,3	41,5	39,1	40,2	14.5	17,6	16,1	16,8	4.5	5,3	4,9	5,1
ssB	36,3	37,1	36,4	39,8	14.5	14,9	14,5	16,5	4.5	4,6	4,5	5,1
ssC	36,3	41,5	38,7	39,7	14.5	17,6	15,9	16,5	4.5	5,3	4,9	5,0

Tableau 22 : coûts de distribution (avec les taxes) pour les sous-scénarios 8TWh en [€/MWh]

6.4. Résultats de l'analyse TIMES

Les résultats de TIMES au regard des consommations par secteur du gaz sur le réseau de distribution sont présentés dans la figure suivante. Ceci est mis au regard de la composition du gaz dans le réseau de distribution.

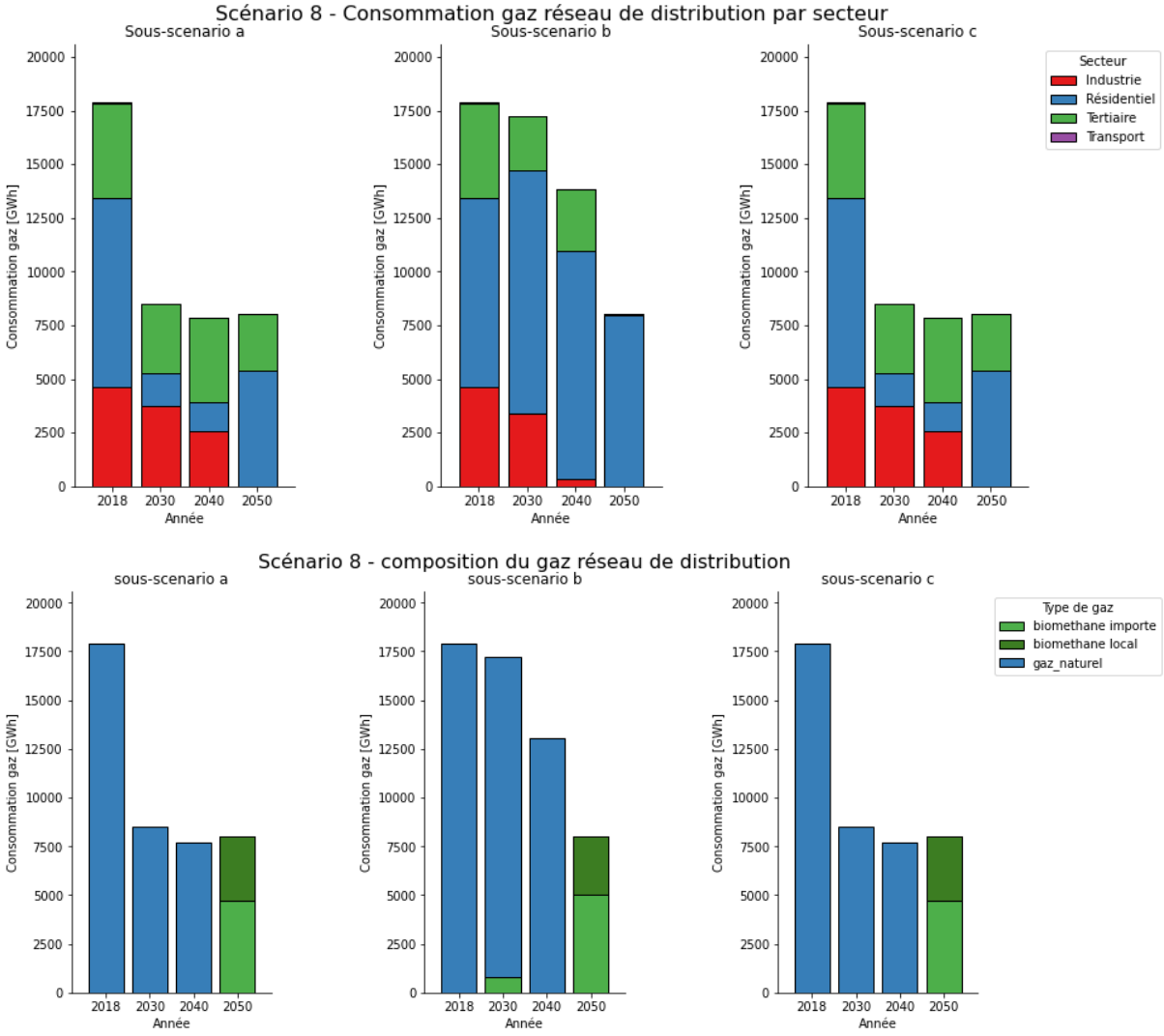


Figure 41 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 8TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050.

Dans les sous-scenarios A et C, la consommation baisse drastiquement dès 2030, continue progressivement sa chute jusque 2040 avant de voir apparaitre une légère augmentation en 2050. Les consommations industrielles disparaissent entre 2040 et 2050 au profit du secteur résidentiel.

En revanche, dans le sous-scenario B, la consommation baisse plus progressivement jusque 2050. Les consommations industrielles baissent plus fortement entre 2030 et 2040, et engendre un glissement des consommations vers le secteur résidentiel. En 2050, seul le secteur résidentiel subsiste dans les consommations de gaz sur le réseau de distribution, a contrario de ce que montrait le scenario majeur. Cela signifie que TIMES considère qu'il est moins cher d'utiliser d'autres technologies dans les autres secteurs que de les changer dans le résidentiel.

Dans les trois sous-scenarios, on observe une plus grande proportion de consommation dédiée au secteur résidentiel en 2050. Les ssa et ssc montrent une chute drastique des consommations résidentielles dès 2030. Après une analyse de sensibilité supplémentaire, il s'avère que ces résultats sont sensibles aux consommations maximales, elles-mêmes déduites du nombre maximum de clients

sur le réseau en 2030 calculé sur base du scenario majeur. Ainsi, sans cette limite de consommation, les résultats s'apparentent davantage au ssB.

Dans les sous-scenarios A et C, le biométhane n'apparait dans le réseau de distribution qu'entre 2040 et 2050. Dans le sous-scenario B, on observe une consommation en 2030 qui disparait en 2040. Ceci est corrélé avec la chute drastique des consommations dans le secteur industriel connecté au réseau de distribution à la même période.

Dans tous les sous-scenarios le biométhane est surtout importé. L'utilisation du biogaz local est concurrencée par d'autres secteurs qui peuvent l'utiliser directement sans épuration. Dans TIMES, le bénéfice pour les objectifs de décarbonation que peut représenter un procédé de production d'électricité avec capture carbone est substantiel, il s'agit là d'un « puit de carbone».

6.5. Coût final pour les URDs

Le tableau suivant reprend l'évolution des coûts par unité d'énergie consommée (coût de l'énergie, coût de distribution et taxes confondus) par rapport à l'année de référence TIMES (2018) selon les différents sous-scenarios. L'évolution est relative au coût à l'année de référence, et non pas au palier de temps précédent.

évolution ssA	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	248%	136%	421%
Industrie	0%	291%	144%	522%
Résidentiel	0%	197%	125%	308%

évolution ssB	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	280%	241%	657%
Industrie	0%	338%	290%	839%
Résidentiel	0%	216%	189%	457%

évolution ssC	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	248%	136%	421%
Industrie	0%	291%	144%	281%
Résidentiel	0%	197%	124%	307%

Tableau 23 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 8TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018.

Pour le sous-scénario A, les secteurs tertiaire, résidentiel, et industriel montrent des augmentations significatives des coûts par rapport à 2018. L'industrie connaît une progression marquée tout au long de la période, avec une intensification à l'horizon 2050. Le tertiaire et le résidentiel suivent une trajectoire de hausse plus modérée, mais notable.

Dans le sous-scénario B, les augmentations des coûts sont encore plus prononcées, en particulier pour l'industrie, qui affiche la progression la plus forte, surpassant nettement les autres secteurs en 2050. Le tertiaire connaît également une croissance importante, bien que légèrement inférieure à celle de l'industrie. Le résidentiel suit une progression constante, mais à un rythme relativement plus modéré.

Le sous-scénario C présente une évolution beaucoup plus contrôlée. Les hausses de coûts dans les secteurs tertiaire et industriel restent mesurées et progressives, sans les pics observés dans les autres scénarios.

Tous les sous-scenarios passent par une augmentation des coûts en 2030 avant de connaitre une légère baisse en 2040. Ceci est à mettre en corrélation avec une augmentation des consommations projetées entre 2030 et 2040, liée au shift mazout-gaz.

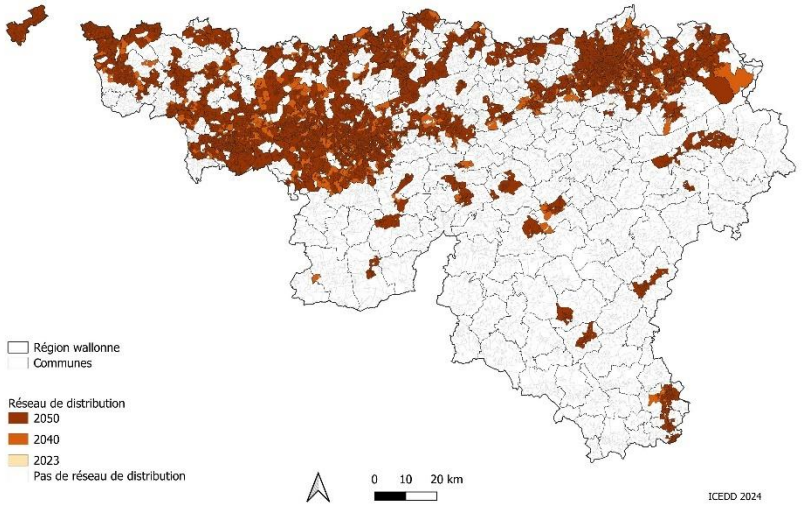
En résumé, les sous-scénarios A et B projettent des augmentations significatives des coûts par rapport à 2018, particulièrement dans les secteurs tertiaire et industriel, signant la fin des consommations dans l'industrie en 2050 pour les deux sous-scenarios, et une baisse significative des consommations du secteur tertiaire voire totale dans le ssB. Le sous-scénario C, en revanche, limite les impacts financiers sur les URDs par rapport aux autres.

Ceci met en lumière que, sauf dans le ssC, sans contraintes fortes sur la consommation à long terme, les coûts projetés suggèrent une accélération de la sortie du gaz naturel dès 2030, particulièrement dans les secteurs tertiaire et industriel, et ce en lien avec les points de basculement.

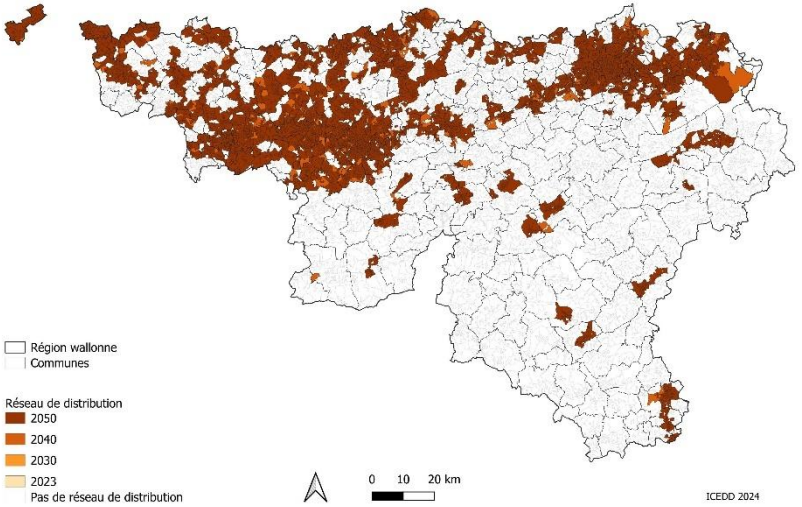
7. Sous-scénarios 12 TWh

7.1. Réseau de distribution

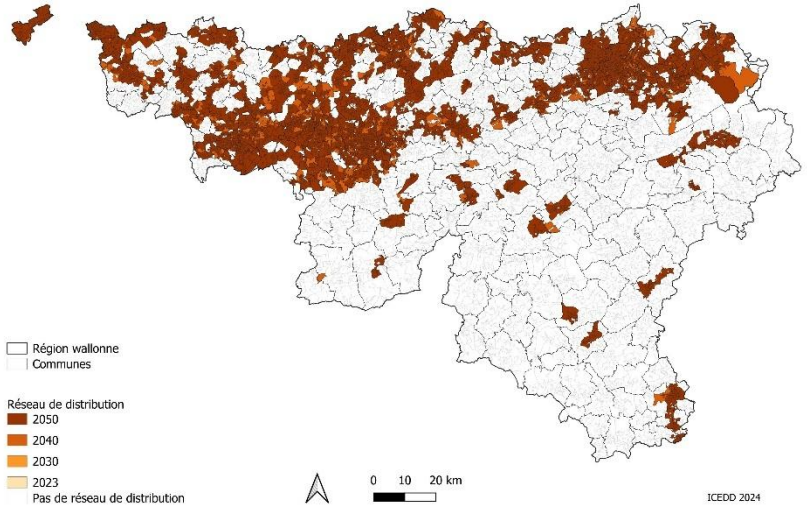
Présence du réseau de distribution en Région wallonne jusqu'à l'horizon 2050 (12 TWh - ssA)



Présence du réseau de distribution en Région wallonne jusqu'à l'horizon 2050 (12 TWh - ssB)



Présence du réseau de distribution en Région wallonne jusqu'à l'horizon 2050 (12 TWh - ssC)



DISCLAIMER

Les cartes présentées dans le cadre de l'étude « Avenir du gaz en Région wallonne », réalisée par l'ICEDD, constituent des représentations issues d'un ensemble d'hypothèses et de modélisations, notamment celles développées sur base de l'outil TIMES et des simulations associées. Elles ont un caractère exclusivement exploratoire et illustratif.

Ces cartes ne constituent en aucun cas une prévision, une décision, ni une orientation officielle quant à l'avenir du réseau de distribution de gaz. Elles ne doivent pas être interprétées comme reflétant l'état futur du réseau, ni comme une position de la CWaPE ou des gestionnaires de réseau.

L'analyse fournie repose sur des approches macroéconomiques et systématiques qui ne permettent pas de tenir compte des spécificités locales du réseau, ni des conditions opérationnelles propres à chaque zone. En conséquence, les résultats cartographiques ne peuvent servir à évaluer la situation d'une conduite, d'un quartier ou d'une commune particulière.

Les résultats présentés dépendent d'hypothèses valables à la date de réalisation de l'étude et ne préjugent pas des évolutions réglementaires, technologiques ou économiques ultérieures.

Toute utilisation ou diffusion des cartes doit tenir compte de ces limites et s'accompagner de la présente mise en garde afin d'éviter toute interprétation erronée ou excessive des résultats.

Selon la cartographie, le décommissionnement du réseau se réalise uniquement à partir de 2040, et se fait plus intensément dans les ssA et C, le ssB quant à lui subit un décommissionnement modéré. La figure ci-dessous montre cette analyse en termes de longueur de réseau.

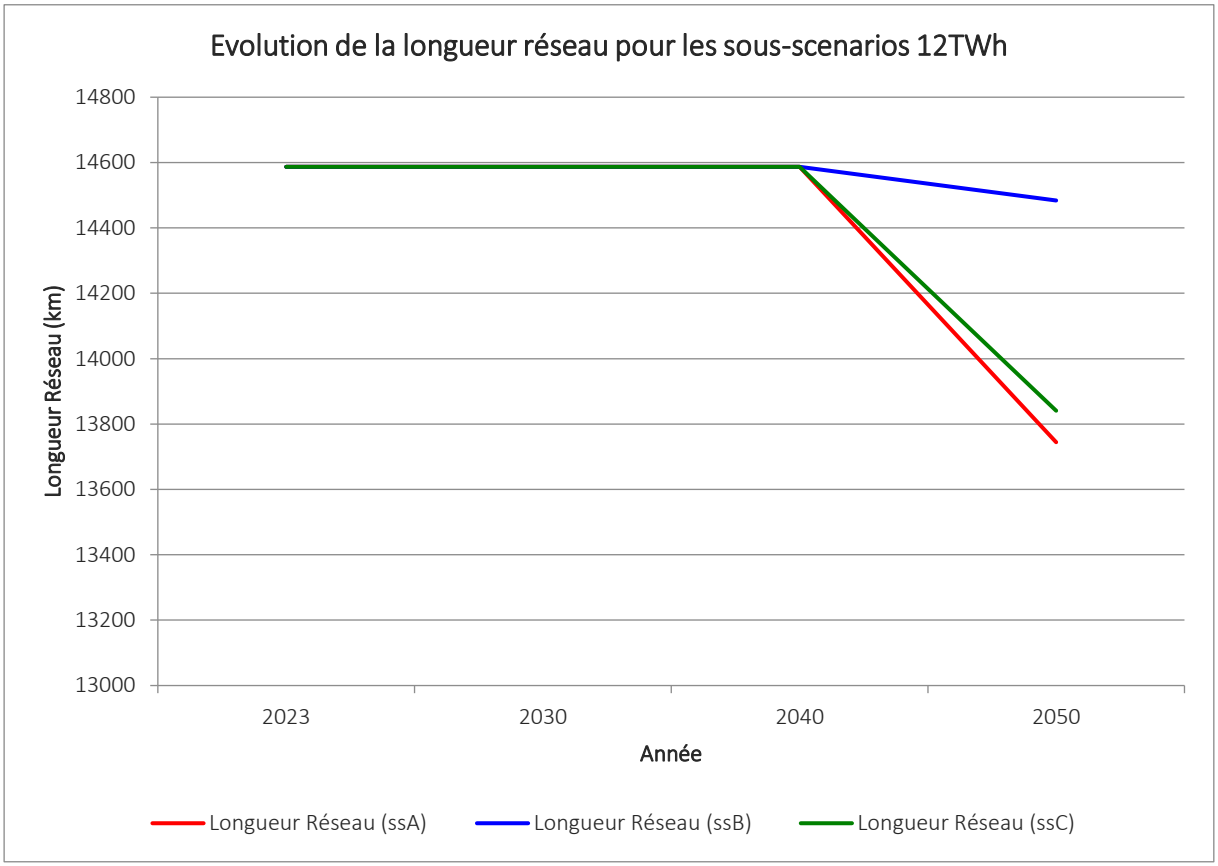


Figure 42 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 12TWh.

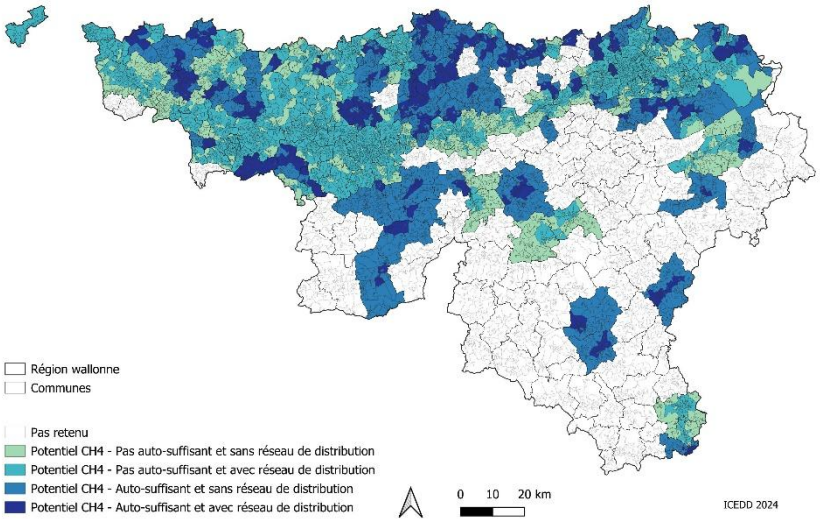
Entre 2023 et 2040, les trois sous-scenarios ne décommissionnent pas, et ce car le nombre de clients augmente sur le réseau de distribution.

En 2050, tous les sous-scénarios anticipent une réduction modérée du réseau[21], avec des baisses plus importantes pour le ssA et le ssC. Pour le ssB, bien que l'on pourrait s'attendre à un décommissionnement plus important que dans le ssA et C car les consommations par client résidentiel sont plus élevées, ce phénomène n'apparait pas. Cela s'explique par le fait qu'une transition des clients professionnels vers les clients résidentiels s'opère (§7.4), augmentant le nombre de clients résidentiels pour atteindre la consommation de 12TWh, et limitant ainsi le décommissionnement. La longueur du réseau en 2050 représente alors entre 94 et 99% du réseau actuel.

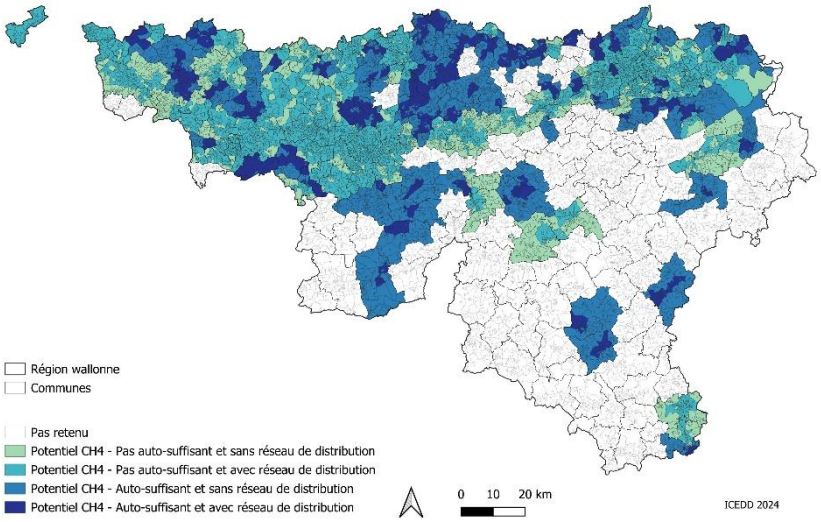
[21] Attention à l'échelle du graphique qui ne commence pas à 0.

7.2. Potentiel de biomasse

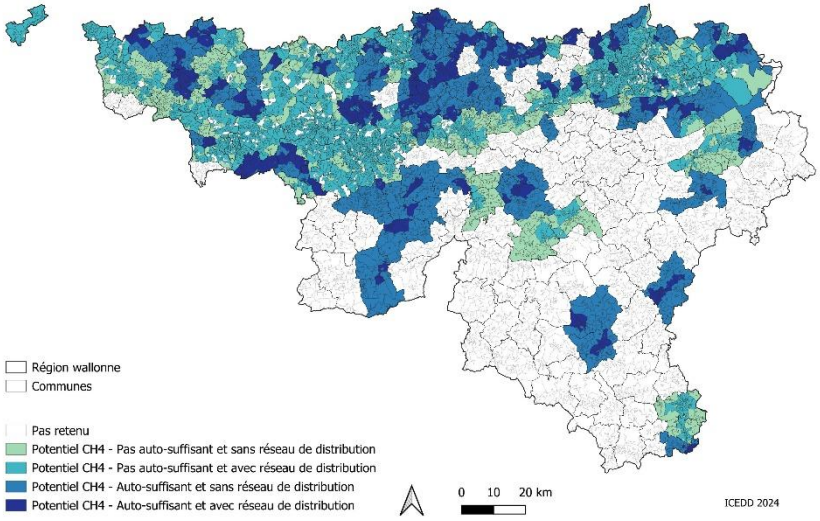
Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (12 TWh - ssA)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (12 TWh - ssB)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (12 TWh - ssC)



Le potentiel théorique exploitable de biomasse à l'horizon 2050 oscille entre 70% et 72% du potentiel wallon total pour le scénario 12 TWh. A nouveau, ce potentiel exploitable est fonction de la modélisation du réseau futur et il reste élevé malgré une réduction importante anticipée du réseau. La localisation annoncée du réseau reste donc le déterminant principal du potentiel collecté bien qu'il ne soit pas le seul. Le ssB permet de collecter davantage de biomasse comparativement aux deux autres sous-scénarios, et ce car il maintient quasiment l'entièreté du réseau actuel contrairement aux ssA et ssC qui décommissionnent. Cependant, ce potentiel est stable comparativement à tous les autres scénarios majeurs (4 et 8 TWh) étant donné que le réseau maintenu à 2050 est souvent le même au vu des contraintes (réseau MPC et potentiel biomasse pour les communes auto-suffisantes) imposées.

Sous-scénario	2050	
	GWh	% du potentiel réaliste wallon
ssA	6.157	72%
ssB	6. 157	72%
ssC	5.992	70%

Tableau 24 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 12TWh.

7.3. Revenu autorisé et coût de distribution

Au vu des résultats de la cartographie présentés ci-dessus à la Figure 42, il serait logique de s'attendre à des résultats très similaires pour les sous-scénarios A et C. Malgré une taille de réseau identique entre les 3 sous-scénarios jusque 2040, des différences sont attendues dans les résultats ci-dessous pour le sous-scénario B. En effet, pour ce sous-scénario, les objectifs de rénovation ne sont pas atteints, ce qui entrainent des différences en termes de nombre de clients et de consommation.

La Figure 44 et la Figure 42 montrent que les évolutions des CAPEXs au sein du RA sont identiques pour les 3 sous-scénarios. Ceci est cohérent avec le fait qu'aucun décommissionnement n'est prévu avant 2040 et donc aucune différence ne peut être remarquée entre les CAPEXs des sous-scénarios. En 2050 néanmoins, les décommissionnements sont différents pour chaque sous-scénario. Comme cela a déjà été remarqué, l'impact d'un décommissionnement en 2050 est presque nul sur le RA car la majorité des conduites ont déjà été amorties. C'est pour cela qu'aucune différence n'est visible sur les graphiques.

La différence d'évolution du RA entre les sous-scénarios est donc uniquement déterminée par les OPEXs et donc, l'évolution du nombre de clients pour chaque sous-scénario.

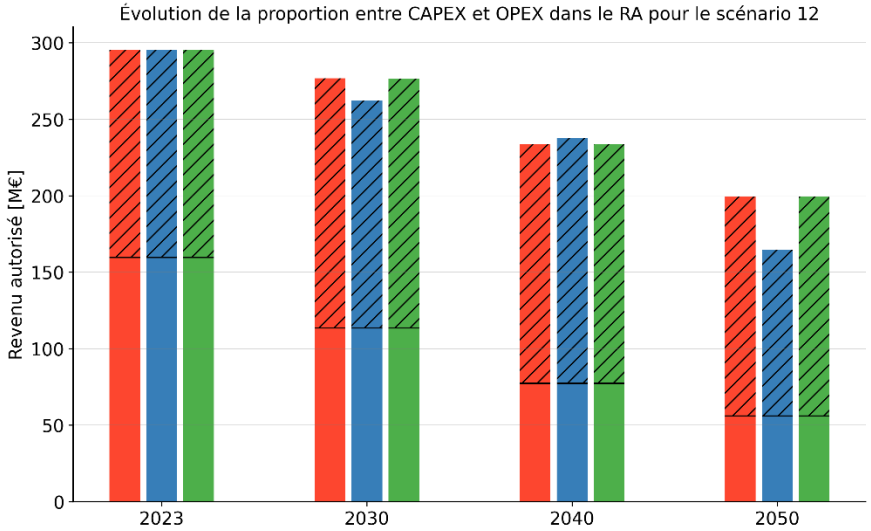


Figure 44 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 12TWh.

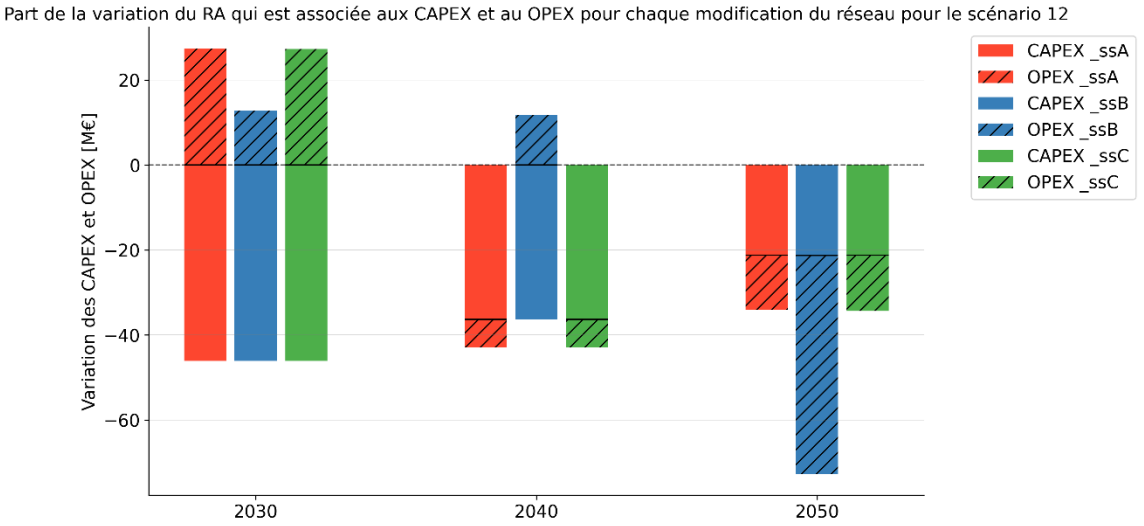


Figure 43 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX.

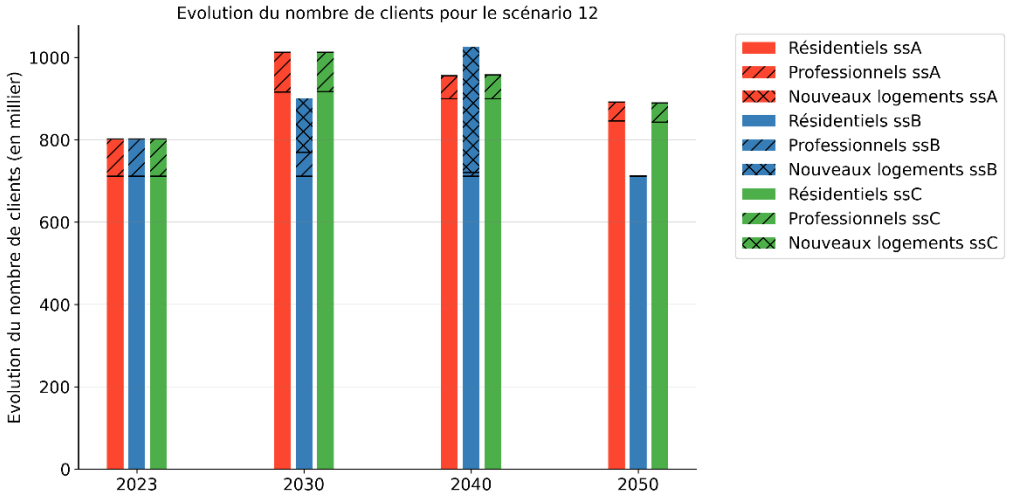


Figure 45 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 12TWh.

Les résultats fournis par la cartographie et par TIMES pour l'itération finale de l'outil DC étant presque identiques pour les **sous-scénarios A et C**, il est cohérent de retrouver des coûts de distribution identiques pour ces deux sous-scénarios à la Figure 42. Cette figure montre également que les coûts de distribution en 2040 et 2050 sont très proches des coûts de distribution actuels. Il y a néanmoins une petite augmentation de ces coûts en 2030.

Cette petite augmentation peut être expliquée par le transfert d'une partie de la consommation résidentielle vers des clients professionnels. Ce phénomène à bien pour effet de faire augmenter les coûts de distribution.

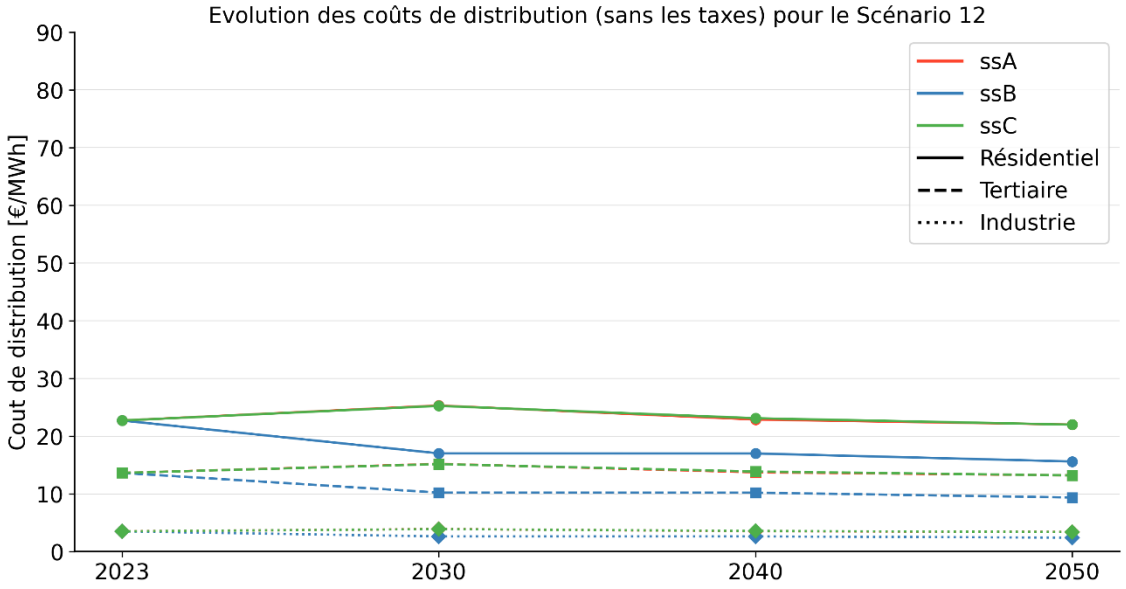


Figure 46 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 12TWh.

Concernant le **sous-scénario B**, la Figure 46 montre une diminution des coûts de distribution entre 2023 et 2030 puis ils restent plus ou moins constants entre 2030 et 2050 (avec une très légère diminution en 2050). La diminution des coûts de distribution en 2030 peut être expliquée par une augmentation de la consommation totale pour atteindre un pic à 20.6 TWh en 2030 (voir Tableau). De plus, la proportion du gaz consommé par le secteur résidentiel augmente également par rapport à la consommation totale. Cela a également pour effet une diminution des coûts de distribution.

Consommation [TWh]	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	8.4	8.6	8.0	7.2	4.0	3.7	5.3	4.7	5.2	6.2	0.4	0.0
ssB	8.4	14.7	14.9	12.0	4.0	2.5	0.6	0.0	5.2	3.4	0.3	0.0
ssC	8.4	8.6	7.7	7.2	4.0	3.8	5.6	4.7	5.2	6.0	0.4	0.0

Tableau 25 : consommation de gaz de l'itération 2 utilisées pour le calcul des DC finaux pour les sous-scénarios 12 [TWh]

In fine, les coûts de distribution avec taxes fournis à TIMES pour les résultats après la dernière itération se trouvent dans le Tableau .

Coût de distribution (avec taxes)	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	36,3	38,9	36,5	35,6	14.5	16,0	14,6	14,1	4.5	4,9	4,5	4,4
ssB	36,3	30,6	30,6	29,2	14.5	11,1	11,1	10,2	4.5	3,6	3,6	3,4
ssC	36,3	40,9	38,9	37,6	14.5	17,3	16,1	15,3	4.5	5,2	4,9	4,7

Tableau 26: coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 12 [€/MWh]

7.4. Résultats de l'analyse TIMES

Les résultats de TIMES au regard des consommations par secteur du gaz sur le réseau de distribution sont présentés dans la figure suivante. Ceci est mis au regard de la composition du gaz dans le réseau de distribution.

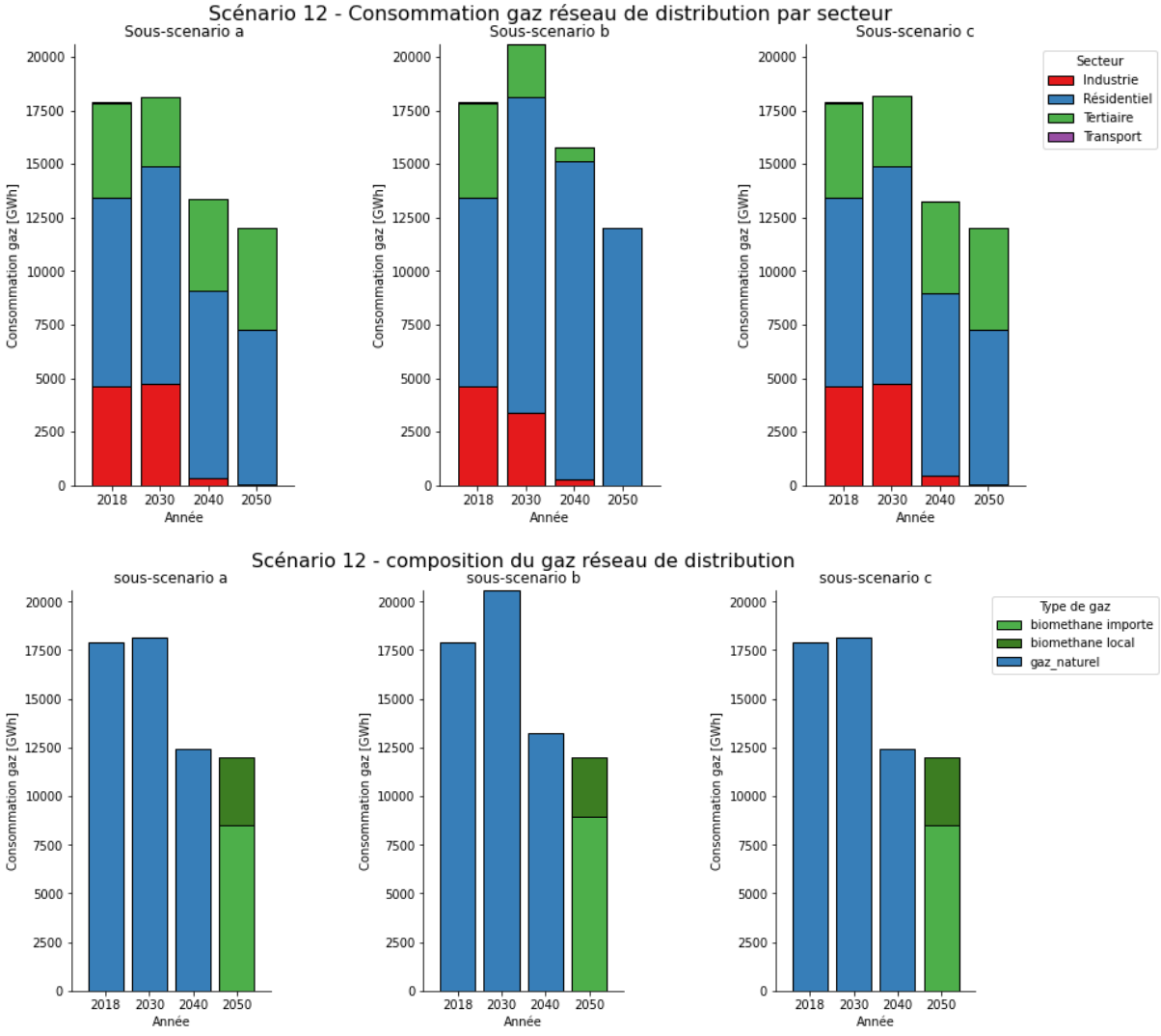


Figure 47 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 12TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050.

Dans les sous-scenarios A et C, la consommation baisse drastiquement uniquement à partir de 2040, et continue progressivement sa chute jusque 2050. Les consommations industrielles disparaissent entre 2040 et 2050 au profit du secteur résidentiel.

En revanche, dans le sous-scenario B, la consommation augmente en 2030 avant de diminuer jusque 2050, avec un basculement dans les proportions au profit du secteur résidentiel, et ce en raison de la transition mazout-gaz.

Dans les trois sous-scenarios, on observe une plus grande proportion de consommation dédiée au secteur résidentiel en 2050.

Dans tous les sous-scenarios le biométhane n'apparait qu'en 2050 dans le réseau de distribution. Il est surtout d'origine importée. Ce dernier apparait en raison de la contrainte sur le CO2 mais aussi la contrainte de consommation en 2050. Le biométhane produit par ailleurs est surtout envoyé dans la production d'électricité, qui est, elle, sur le réseau de transport du gaz.

7.5. Coût final pour les URDs

Le tableau suivant reprend l'évolution des coûts par unité d'énergie consommée (coût de l'énergie, coût de distribution et taxes confondus) par rapport à l'année de référence TIMES (2018) selon les différents sous-scenarios. L'évolution est relative au coût à l'année de référence, et non pas au palier de temps précédent.

évolution ssA	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	233%	193%	219%
Industrie	0%	275%	224%	259%
Résidentiel	0%	186%	159%	176%

évolution ssB	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	269%	292%	632%
Industrie	0%	319%	359%	303%
Résidentiel	0%	210%	221%	439%

évolution ssC	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	140%	106%	131%
Industrie	0%	124%	91%	117%
Résidentiel	0%	174%	139%	164%

Tableau 27 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 12TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018.

Pour le sous-scénario A, les secteurs tertiaire, industriel, et résidentiel affichent des augmentations notables des coûts par rapport à 2018. Il est à noter que les coûts augmentent en 2030 puis baissent jusque 2050 pour les trois secteurs (puisque l'évolution par palier est relative à 2018).

Pour le sous-scénario B, les augmentations des coûts sont plus marquées entre 2018 et 2030, notamment pour l'industrie. Le tertiaire, en revanche, connaît une croissance beaucoup plus forte à long terme, atteignant une augmentation considérable en 2050. Le résidentiel, bien qu'affichant une progression plus modérée que les autres secteurs, présente néanmoins une hausse significative sur l'ensemble de la période.

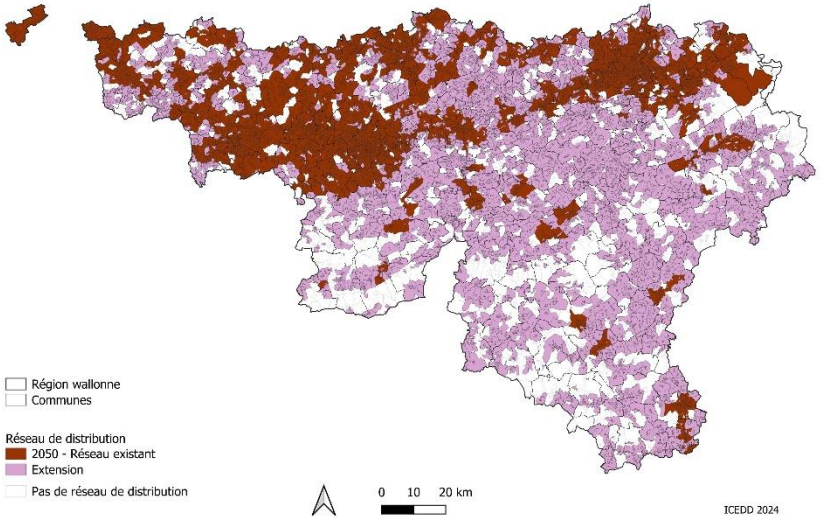
Le **sous-scénario C** montre une évolution plus maîtrisée et linéaire. Les coûts dans les secteurs **tertiaire**, **industriel**, et **résidentiel** augmentent entre 2018 et 2030, avant de connaitre une légère baisse, puis l'atteinte à nouveau de prix similaires à ceux de 2030, en 2050.

En résumé, les **sous-scénarios A et B** projettent des hausses significatives des coûts pour les secteurs **tertiaire** et **industriel** dès 2030. Ces augmentations marquées reflètent des besoins d'adaptation plus importants, notamment dans le **tertiaire**, où les coûts explosent particulièrement dans le sous-scénario B alors que ces derniers continuent de consommer à l'horizon 2050.

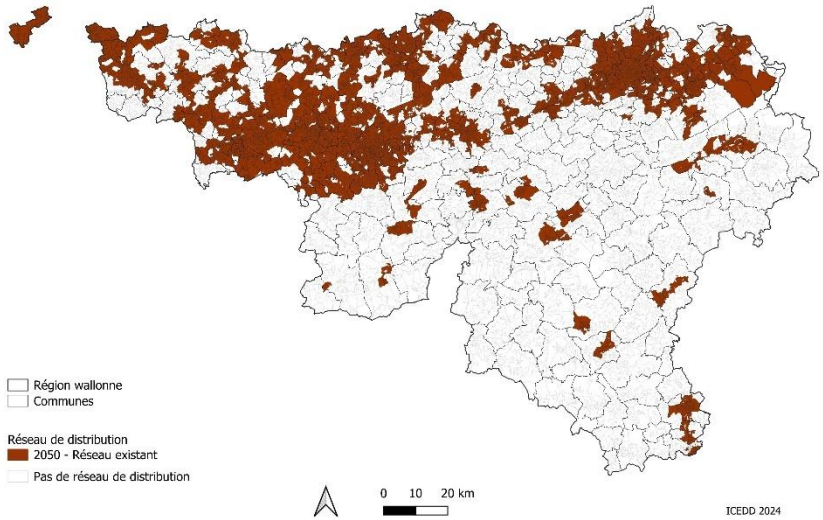
8. Sous-scénario 18 TWh

8.1. Réseau de distribution

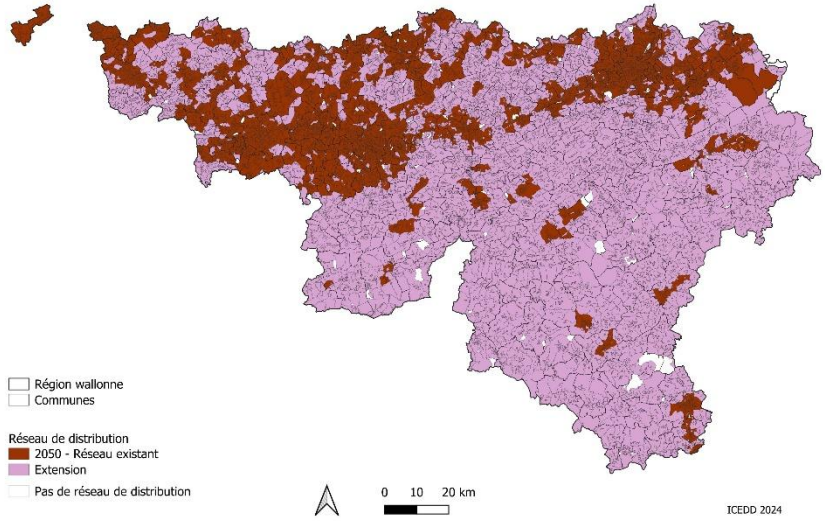
Présence du réseau de distribution wallon selon le réseau existant et le projet d'extension à l'horizon 2050 (18 TWh - ssA)



Présence du réseau de distribution wallon selon le réseau existant et le projet d'extension à l'horizon 2050 (18 TWh - ssB)



Présence du réseau de distribution wallon selon le réseau existant et le projet d'extension à l'horizon 2050 (18 TWh - ssC)



DISCLAIMER

Les cartes présentées dans le cadre de l'étude « Avenir du gaz en Région wallonne », réalisée par l'ICEDD, constituent des représentations issues d'un ensemble d'hypothèses et de modélisations, notamment celles développées sur base de l'outil TIMES et des simulations associées. Elles ont un caractère exclusivement exploratoire et illustratif.

Ces cartes ne constituent en aucun cas une prévision, une décision, ni une orientation officielle quant à l'avenir du réseau de distribution de gaz. Elles ne doivent pas être interprétées comme reflétant l'état futur du réseau, ni comme une position de la CWaPE ou des gestionnaires de réseau.

L'analyse fournie repose sur des approches macroéconomiques et systématiques qui ne permettent pas de tenir compte des spécificités locales du réseau, ni des conditions opérationnelles propres à chaque zone. En conséquence, les résultats cartographiques ne peuvent servir à évaluer la situation d'une conduite, d'un quartier ou d'une commune particulière.

Les résultats présentés dépendent d'hypothèses valables à la date de réalisation de l'étude et ne préjugent pas des évolutions réglementaires, technologiques ou économiques ultérieures.

Toute utilisation ou diffusion des cartes doit tenir compte de ces limites et s'accompagner de la présente mise en garde afin d'éviter toute interprétation erronée ou excessive des résultats.

Le scénario 18 TWh présente une dynamique commune entre les trois sous-scénarios : aucun décommissionnement du réseau n'est prévu. Au contraire, il est même nécessaire d'étendre le réseau afin d'aller chercher de nouveaux clients résidentiels pour rencontrer les objectifs, sauf pour le ssB.

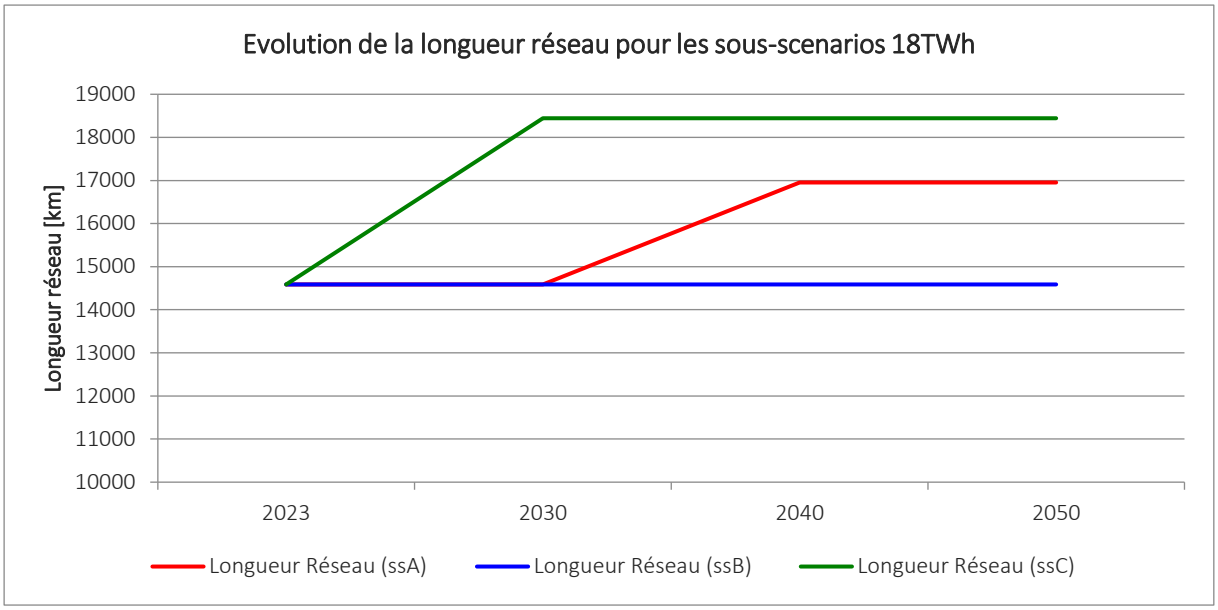


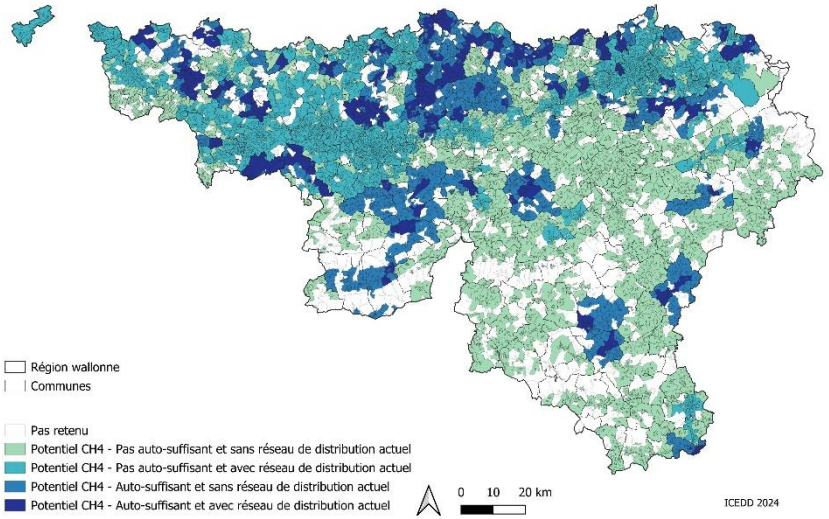
Figure 48 : Evolution de la longueur réseau pour les sous-scenarios 18TWh.

Jusqu'en 2030, la densification du réseau actuel est suffisante pour tous les sous-scenarios. Ensuite, pour le ssB, le taux de pénétration plus important des clients raccordables (75%) permet d'atteindre l'objectif de clients résidentiels à atteindre pour 2050 uniquement sur base de la densification du réseau.

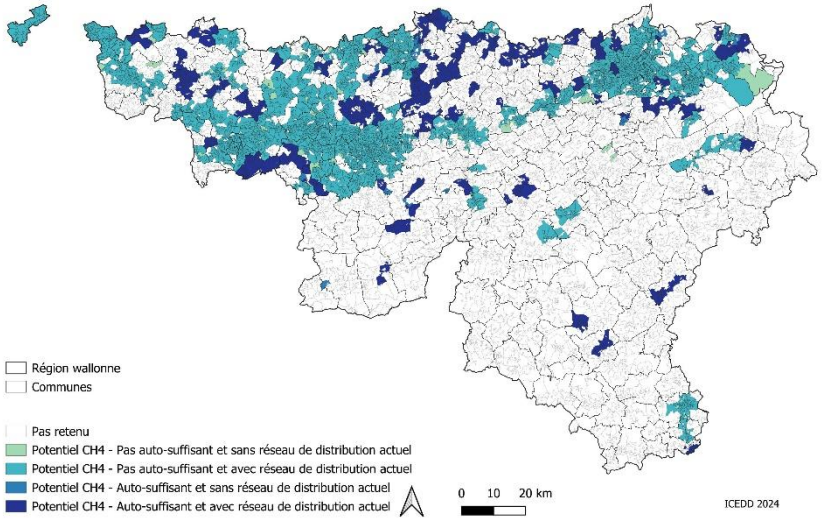
En revanche, les ssA et ssC nécessitent des extensions de réseau. Si celles-ci interviennent dès 2030 pour le ssC, puisque comme la rénovation atteint ses objectifs, il faut plus rapidement aller chercher de nouveaux clients pour garder le niveau de consommation. Le ssA, puisqu'il n'atteint pas les objectifs de rénovation voit apparaitre les extensions en 2040, qui sont tout de même nécessaires car bien que le rythme soit amoindri, il est toujours existant.

8.2. Potentiel de biomasse

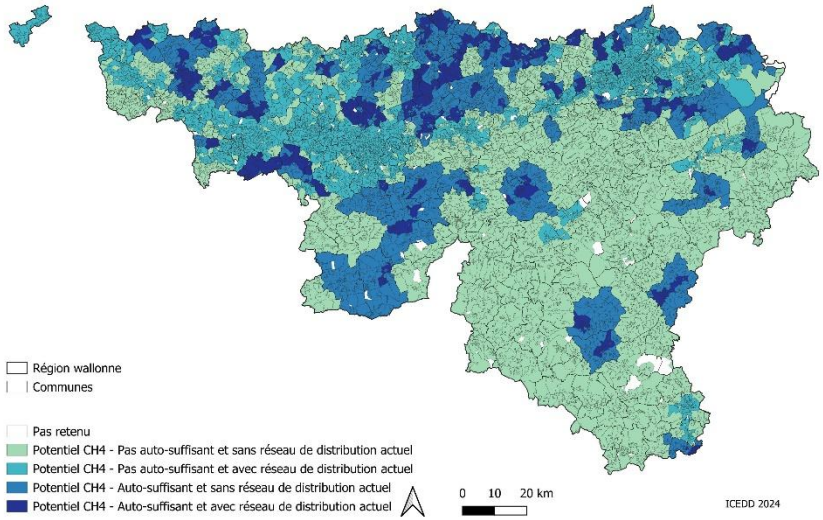
Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (18 TWh - ssA)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (18 TWh - ssB)



Aires de collecte du potentiel de biomasse en 2050 selon le potentiel d'auto-suffisance communal et la présence actuelle du réseau de distribution (18 TWh - ssC)



Le potentiel de biomasse théorique exploitable à l'horizon 2050 oscille entre 71% et 100% du potentiel wallon total pour le scénario 18 TWh. Clairement, l'extension du réseau en vue d'atteindre plus de clients résidentiels renforce la capacité à aller collecter de la biomasse. La différence entre le ssA et le ssC réside dans le fait que pour tendre à l'objectif total de clients résidentiels, il est encore plus nécessaire d'étendre spatialement le réseau. C'est d'autant plus le cas pour le ssC. En conséquence, le potentiel de production de biomasse est également entièrement couvert. Il reste qu'un déploiement du réseau de gaz sur tout le territoire n'est pas crédible.

Sous-scénario	2050	
	GWh	% du potentiel réaliste wallon
ssA	7.745	91%
ssB	6.018	71%
ssC	8.490	100%

Tableau 28 : potentiel réaliste selon les différentes contraintes de l'analyse cartographique, encodées dans TIMES, pour les sous-scenarios 18TWh.

8.3. Revenu autorisé et coût de distribution

Pour ce niveau de consommation, les résultats sont relativement tous différents entre sous-scénario.

Concernant l'évolution des CAPEXs au sein du RA, la Figure 50 et la Figure 49 confirment une diminution des CAPEXs chaque année pour tous les scénarios sauf pour les années où une extension du réseau a lieu, c'est-à-dire entre 2023 et 2030 pour le sous-scénario C et entre 2030 et 2040 pour le sous-scénario A. Concernant les OPEXs, une augmentation du nombre de clients entre 2023 et 2040 est observée pour chaque sous-scénario. Le nombre de clients diminue ensuite entre 2040 et 2050 pour les sous-scénarios B et C tandis que ce nombre reste constant pour le sous-scénario A.

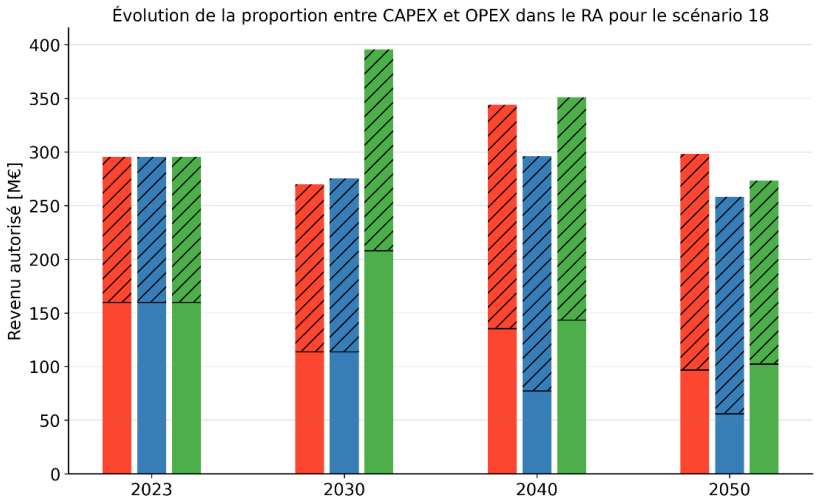


Figure 50 : évolution du revenu autorisé, et de la part OPEX et CAPEX pour chaque sous-scenarios 18TWh.

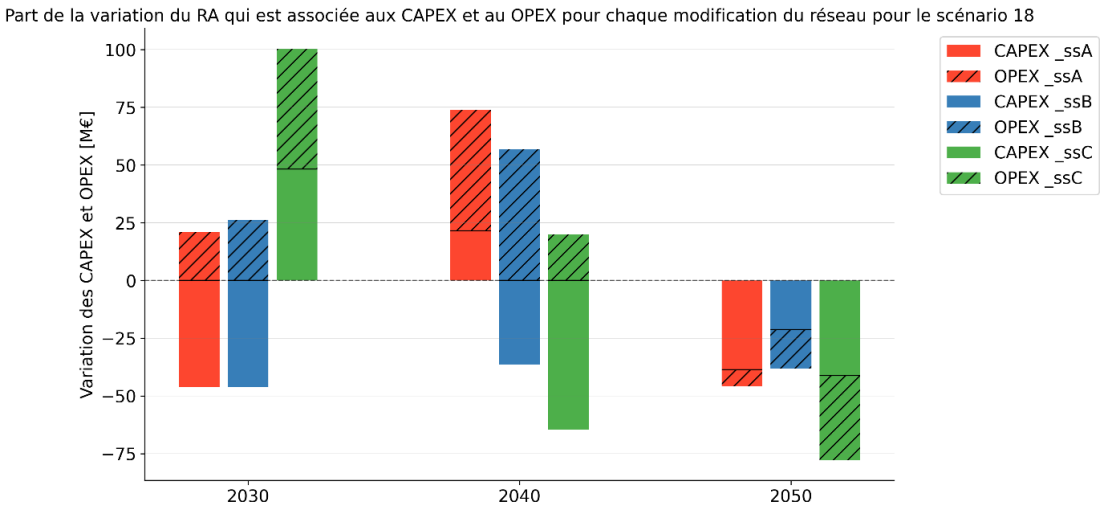


Figure 49 : évolution du RA par rapport au palier précédent, réparti en fonction des CAPEX et OPEX.

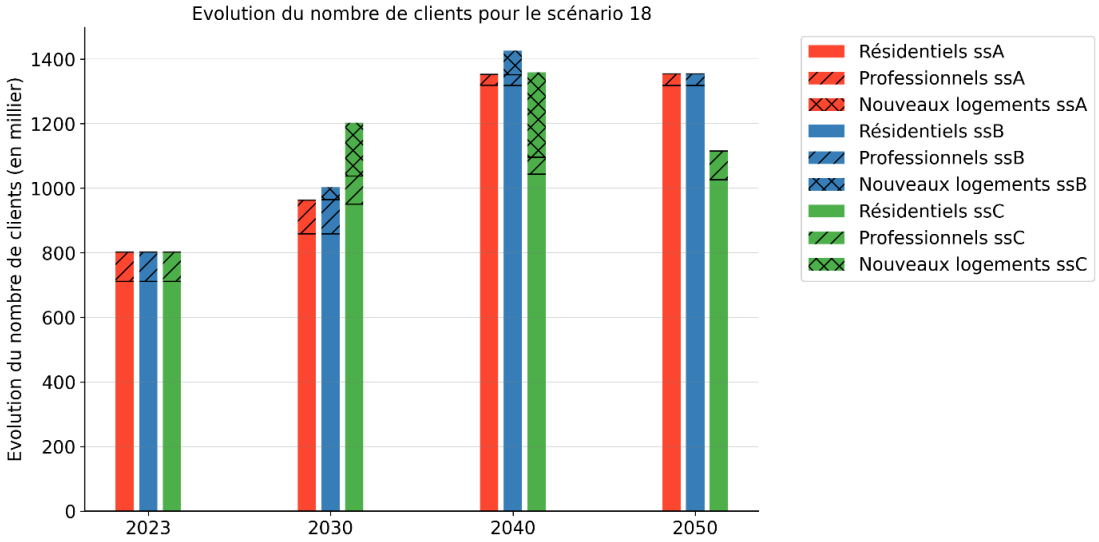


Figure 51 : évolution du nombre de clients pour les sous-scenarios 18TWh.

La Figure 52 montre que les coûts de distribution pour le sous-scénario A sont relativement constants entre 2023 et 2040 avant de diminuer en 2050. Les coûts de distribution diminuent très légèrement entre 2023 et 2030 car le RA diminue et la consommation totale augmente légèrement (voir Tableau). Ensuite, entre 2030 et 2040, les coûts de distribution augmentent peu car le RA augmente et la consommation totale diminue. Pour finir, les coûts diminuent de manière plus importante en 2050 car :

- La consommation totale est presque identique, n'a donc pas d'impact sur les coûts de distribution ;
- Le RA diminue d'environ 15%, ce qui fait également diminuer les coûts de distribution ;
- Une part de la consommation du secteur professionnel est transférée vers le secteur résidentiel, ce qui a pour effet de faire également diminuer les coûts de distribution.

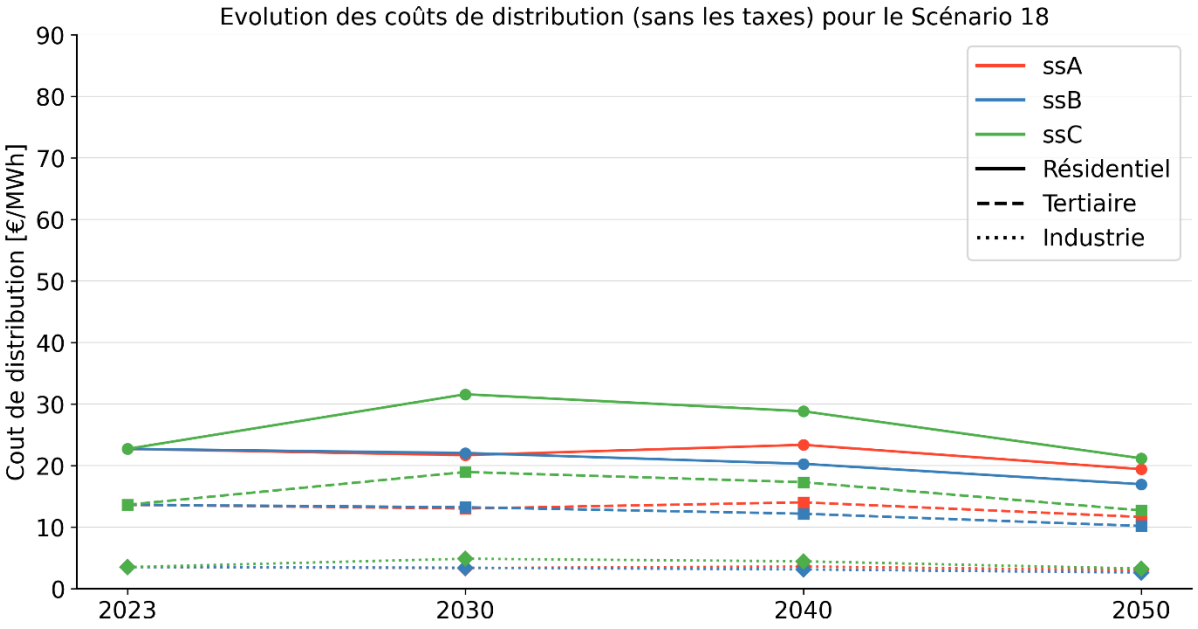


Figure 52 : coûts de distribution hors taxes des clients résidentiels, tertiaires et industriels des sous-scenarios 18TWh.

Concernant le **sous-scénario B**, la Figure 52 montre une diminution chaque année des coûts de distribution entre 2023 et 2050.

Pour la compréhension des coûts de distribution entre 2023 et 2030 ainsi que l'évolution entre 2040 et 2050, une analyse similaire au sous-scénario A peut être faite. Cependant, entre 2030 et 2040, les coûts de distribution du sous-scénario B continuent à diminuer alors que ceux du sous-scénario A augmentent légèrement. Ceci est du au fait que le RA du sous-scénario A augmente de manière plus importante que celui du sous-scénario B entre 2030 et 2040 suite à l'extension du réseau.

Consommation [TWh]	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	8.4	7.0	9.4	8.9	4.0	2.9	3.9	4.8	5.2	1.6	0.3	4.8
ssB	8.4	9.7	13.9	14.3	4.0	4.8	2.8	3.7	5.2	6.0	0.6	0.0
ssC	8.4	9.9	9.9	8.9	4.0	4.4	5.0	8.3	5.2	4.5	0.4	0.9

Tableau 29: consommation pour le scénario 18 [TWh]

Il est intéressant de noter que pour une même consommation dans le secteur résidentiel à l'année 2050 entre les sous-scénarios A et C (voir Tableau), le nombre de clients est moins important dans le sous-scénario C (voir Figure 51). Ceci s'explique par le fait que les objectifs de la stratégie de rénovation ne sont pas atteints dans le sous-scénario C et donc la consommation par client résidentiel augmente logiquement.

Concernant les coûts de distribution du **sous-scénario C**, ceux-ci augmentent entre 2023 et 2030 pour ensuite diminuer entre 2030 et 2050. L'augmentation des coûts de distribution entre 2023 et 2030 peut être expliquée par une augmentation importante du RA sur cette même période suite à l'extension du réseau. Ensuite, ces coûts de distribution diminuent jusque 2050 car le RA diminue aussi entre 2030 et 2050. De plus, la consommation totale étant relativement constante, c'est donc bien l'évolution du RA qui dicte la trajectoire de ces coûts de distribution pour le sous-scénario C.

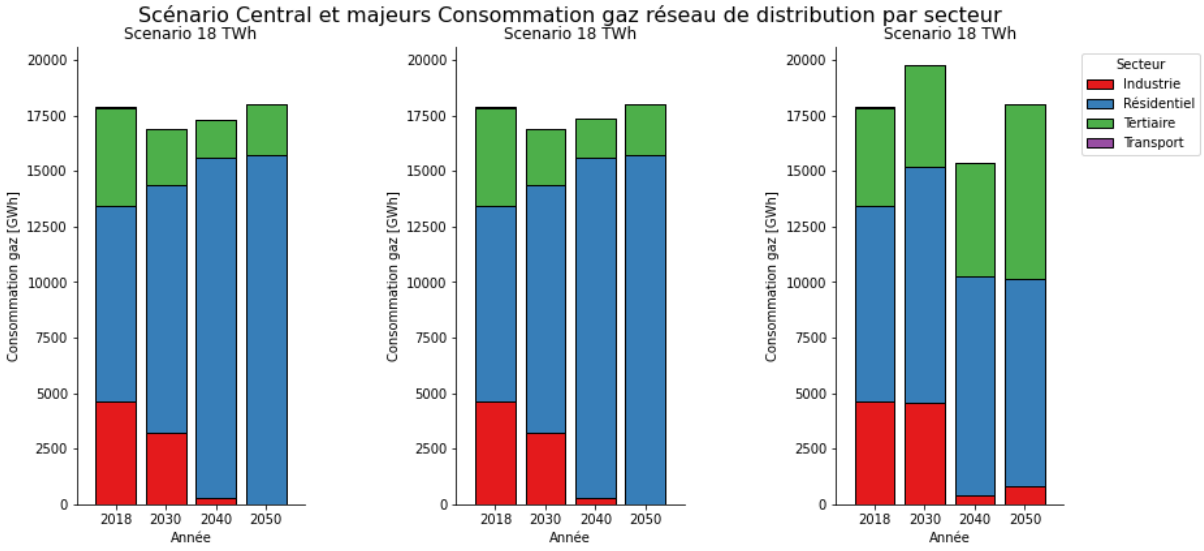
In fine, les coûts de distribution avec taxes fournis à TIMES pour les résultats après la dernière itération se trouvent dans le Tableau .

Coût de distribution (avec taxes)	Résidentiel				Tertiaire				Industrie			
	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
ssA	36,3	35,3	37,0	33,0	14.5	13,9	14,9	12,5	4.5	4,4	4,6	4,0
ssB	36,3	35,7	33,9	30,6	14.5	14,1	13,0	11,0	4.5	4,4	4,2	3,6
ssC	36,3	45,2	42,4	34,8	14.5	19,8	18,2	13,6	4.5	5,9	5,5	4,3

Tableau 30: coûts de distribution (avec les taxes) pour le scénario 18 [€/MWh]

8.4. Résultats de l'analyse TIMES

Les résultats de TIMES au regard des consommations par secteur du gaz sur le réseau de distribution sont présentés dans la figure suivante. Ceci est mis au regard de la composition du gaz dans le réseau de distribution.



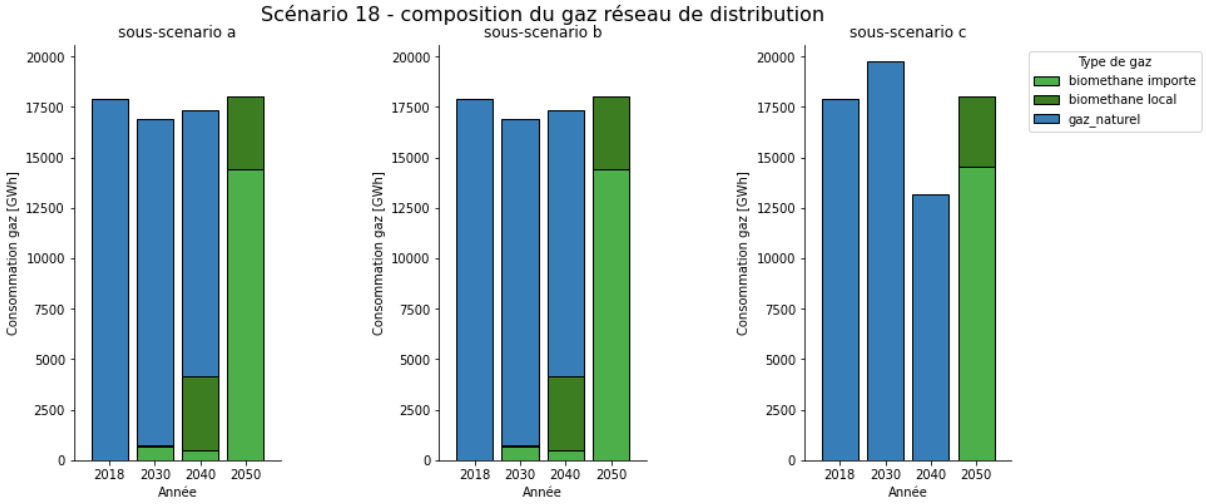


Figure 53 : Evolution de la consommation de gaz et de la composition pour les sous-scenarios 18TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050.

Dans les sous-scenarios A et B, la consommation baisse légèrement en 2030, avant d'augmenter progressivement jusque 2050. Les consommations industrielles disparaissent entre 2040 et 2050 au profit du secteur résidentiel.

En revanche, dans le sous-scenario B, la consommation évolue en dent de scie jusque 2050. Les consommations industrielles baissent mais seul dans ce scenario des consommations persistent dans ce secteur.

Dans les trois sous-scenarios, on observe une plus grande proportion de consommation dédiée au secteur résidentiel, bien que cette proportion soit moindre dans le ssC.

Dans les sous-scenarios A et C, le biométhane apparait dans le réseau de distribution dès 2030, avec du biométhane importé. Ensuite, en proportion, il y a davantage de biométhane produit localement, tendance qui s'inverse en 2050. Dans le sous-scenario B, le biométhane n'apparait qu'en 2050.

Plus le réseau « se verdit » plus il sera consommé par le secteur résidentiel puisqu'il s'agit là d'une manière de neutraliser les émissions CO2 du secteur sans engendrer des surcoûts liés à l'investissement dans de nouveaux équipements.

8.5. Coût final pour les URDs

Le tableau suivant reprend l'évolution des coûts par unité d'énergie consommée (coût de l'énergie, coût de distribution et taxes confondus) par rapport à l'année de référence TIMES (2018) selon les différents sous-scenarios. L'évolution est relative au coût à l'année de référence, et non pas au palier de temps précédent.

évolution ssA	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	277%	330%	291%
Industrie	0%	336%	406%	357%

Résidentiel	0%	213%	247%	220%

évolution ssB	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	277%	326%	292%
Industrie	0%	336%	404%	362%
Résidentiel	0%	212%	243%	219%

évolution ssC	2018	2030	2040	2050
Tertiaire	0%	158%	160%	42%
Industrie	0%	140%	143%	25%
Résidentiel	0%	197%	198%	79%

Tableau 31 : évolution des coûts marginaux du gaz pour les trois secteurs étudiés pour les sous-scenarios 18TWh, aux horizons 2030, 2040 et 2050. Les évolutions sont calculées par rapport à 2018.

Pour les sous-scénario A et B, les secteurs tertiaire, industriel, et résidentiel affichent des augmentations notables des coûts jusque 2040 par rapport à 2018, avant de connaitre une légère baisse en 2050.

Le sous-scénario C montre une évolution plus maîtrisée. Les coûts dans les secteurs tertiaire, industriel, et résidentiel augmentent entre 2018 et 2030, se stabilisent en 2040 avant de baisser en 2050.

En résumé, les sous-scénarios A et B projettent des hausses significatives des coûts pour tous les secteurs dès 2030, ce qui pourrait engendrer des défis financiers majeurs. Le point de basculement à 2050 du secteur industriel est marqué à plus de 200%, ce qui se vérifie dans les trois sous-scenarios où les consommations industrielles sont maintenues. Enfin, la tendance des coûts du gaz naturel suit la tendance des coûts de distribution calculés par l'outil DC.

9. Analyse des coûts molécule et de distribution

Pour les raisons énoncées au point 3 il est difficile de comparer le résultat final de TIMES avec la facture payée par les URDs et donc mesurer l'impact sur ces derniers. En revanche, l'analyse du coût marginal du biométhane en vis-à-vis de l'évolution des coûts de distribution permet de mettre en exergue ces deux composantes principales de la facture payée par le consommateur. En effet, dans tous les résultats, la seule molécule encore consommée en 2050 et du biométhane, soit d'origine importée ou produit localement.

Le tableau ci-dessous effectue le récapitulatif de l'évolution des coûts au regard du mix injecté aux différents horizons.

		Evolution des coûts				Evolution gaz mix											
						2018			2030			2040			2050		
		2018	2030	2040	2050	Gaz naturel	Biométhane importé	Biométhane local	Gaz naturel	Biométhane importé	Biométhane local	Gaz naturel	Biométhane importé	Biométhane local	Gaz naturel	Biométhane importé	Biométhane local
Import Gaz Naturel		-	134%	151%	143%												
Import Biométhane		-	374%	457%	552%												
Production biogaz		-	99%	99%	73%												
Evolution des DC résidentiels - Scen 0TWh	**ssA**	-	234%	235%	235%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
	ssB	-	208%	168%	168%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
	ssC	-	220%	224%	224%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%
Evolution des DC résidentiels - Scen 4TWh	**ssA**	-	179%	163%	241%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	99%	0%	1%	0%	98%	2%
	ssB	-	173%	142%	223%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	86%	0%	14%	0%	21%	79%
	ssC	-	179%	164%	243%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	99%	0%	1%	0%	98%	2%
Evolution des DC résidentiels - Scen 8TWh	**ssA**	-	183%	172%	177%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	98%	0%	2%	0%	59%	41%
	ssB	-	163%	160%	175%	100%	0%	0%	96%	4%	0%	94%	0%	6%	0%	63%	37%
	ssC	-	183%	170%	175%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	98%	0%	2%	0%	59%	41%
Evolution des DC résidentiels - Scen 12TWh	**ssA**	-	171%	161%	157%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	93%	0%	7%	0%	71%	29%
	ssB	-	135%	135%	129%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	84%	0%	16%	0%	74%	26%
	ssC	-	180%	171%	166%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	94%	0%	6%	0%	71%	29%
Evolution des DC résidentiels - Scen 18TWh	**ssA**	-	156%	163%	145%	100%	0%	0%	95%	4%	0%	76%	3%	21%	0%	80%	20%
	ssB	-	157%	149%	135%	100%	0%	0%	95%	4%	0%	76%	3%	21%	0%	80%	20%
	ssC	-	199%	187%	153%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	88%	0%	12%	0%	77%	23%

Tableau 32 : évolution des coûts molécule et de distribution, au regard du mix de gaz aux différents horizons. Les coûts de distribution considérés ici incluent les taxes.

Ce tableau nous permet de faire une série de constats :

- L'évolution du coût du biométhane importé surpasse l'évolution de coûts de distribution avec taxes
- À part pour le ssB du 4TWh, le biométhane local surpasse la distribution de biométhane importé. Cela signifie que pour les autres, c'est davantage le prix du biométhane importé qui drive le coût molécule.
- Le gaz naturel reste présent dans tous les scenarios jusque 2040, montrant la puissance de la contrainte CO_2 imputée à 2050 et de l'hypothèse des émissions nulles relatives au biométhane.

Bien que ces coûts ne considèrent pas d'éventuel choc économique ou politique, ils montrent tout de même l'impact du coût de la molécule de biométhane importé.

Au niveau des URDs, en 2025, ORES estime que 56% de la facture est lié au coût de l'énergie, 25% pour la distribution et le transport et 19% pour les taxes (ORES, 2025). Ainsi, si les coûts de l'énergie évoluent plus rapidement que les coûts de distribution, cela aura pour effet d'augmenter drastiquement la facture des URDs.

10. Rythme de déconnexion au réseau

Grâce aux évolutions du nombre de client obtenus précédemment (sur base de TIMES et de la cartographie), il est possible d'en dériver un rythme de déconnexion au réseau. Le nombre de déconnexions au réseau par semaine est présenté dans le Tableau . Celui-ci est obtenu en divisant la variation sur une période (2023-2030 ; 2030-2040 ou 2040-2050) du nombre de client par le nombre de semaine que cette période contient. Ces chiffres représentent donc bien la résultante entre les déconnexions au réseau et les nouvelles connexions.

Il est important de noter que l'évolution du nombre de client était nécessaire dans cette étude pour calculer la composante OPEX du revenu autorisé. Cette évolution n'avait pas pour vocation d'évaluer spécifiquement le rythme de déconnexion hebdomadaire. Ce tableau ne doit donc pas être compris comme une première étude sur le rythme de déconnexion mais plutôt comme l'illustration de l'évolution du nombre de client en termes de déconnexion hebdomadaire.

		2023-2030	2030-2040	2040-2050
Scenario 0	**A**	319	112	1208
	B	462	6	1213
	C	291	167	1171
Scenario 4	**A**	-102	163	565
	B	-533	-548	1908
	C	-102	163	565
Scenario 8	**A**	-511	-227	837
	B	-659	-287	802
	C	-511	-208	825
Scenario 12	**A**	-580	112	121
	B	-272	-238	602
	C	-580	106	131
Scenario 18	**A**	-442	-748	-4
	B	-552	-813	138
	C	-1102	-300	469

Tableau 33 : rythme net de déconnexions des utilisateurs de réseau par semaine, tout secteur confondu.

Les scenarios 4 à 18TWh augmentent les branchements dans la période 2023-2030, mais aussi dans la période 2030-2040 pour certains sous-scenarios (valeurs négatives puisque le tableau montre les déconnexions). En revanche, les débranchements surviennent davantage dans la période 2040 et 2050.

Partie F : Incertitudes de l'étude

1. Incertitudes et limites de l'analyse inhérentes aux outils

1.1. Limite de TIMES

TIMES est porteur de nombreuses incertitudes et crée des résultats qui représentent les solutions les moins chères pour optimiser le système énergétique. Autrement dit, TIMES nous dit ce qui est le moins cher, et pas ce qu'il faut faire. Il ne considère pas non plus des aspects géographiques ou comportementaux avec précision.

Les incertitudes relatives au modèle TIMES sont inhérentes à tout modèle de projection à long terme, en raison de la complexité des systèmes étudiés et des limites des connaissances actuelles. Il est donc crucial d'interpréter les résultats avec précaution, en gardant à l'esprit les limites et les hypothèses sous-jacentes.

1.1.1. Incertitudes liées aux données d'entrée

- Données socio-économiques : Les projections sur la croissance économique, la démographie, et les comportements des consommateurs peuvent être approximatives ou sujettes à des évolutions imprévues. Par exemple, les *hurdle rates* permettent d'influencer les choix entre différentes technologies dans le modèle et permette de limiter la pénétration de technologies émergentes pour refléter la réalité technique ou d'intégrer des barrières comportementales ou institutionnelles. Il s'agit d'une estimation basée sur des expertises subjectives, ce qui peut introduire un biais.
- Données technologiques : Les informations sur les coûts, les rendements, et la disponibilité future des technologies énergétiques peuvent varier avec le temps, surtout pour les technologies émergentes.
- Données sur les ressources : Les estimations des réserves énergétiques, des coûts d'extraction, et de l'accessibilité peuvent changer en fonction des découvertes et des innovations.
- Données politiques : Les scénarios dépendent de la mise en œuvre de politiques spécifiques dont l'évolution peut être incertaine, notamment sur les coûts ETS ou encore la stratégie de rénovation du bâti en Wallonie.
- Facteurs d'émissions : Les estimations des facteurs d'émission pour différentes technologies et combustibles sont des références, qui peuvent différer de la réalité, au cas-par-cas. Aussi, le facteur de l'e-méthane choisi pour cette étude ne fait pas encore l'objet d'un consensus scientifique et est encore incertain en raison de l'absence de cette production à grande échelle à l'heure actuelle.

1.1.2. Incertitudes structurelles et méthodologiques

- Simplifications du modèle : TIMES repose sur des simplifications nécessaires pour rendre le modèle calculable, comme des relations linéaires entre variables ou une rationalité parfaite des acteurs.
- Résolution temporelle et spatiale : Les limitations dans la granularité temporelle ou géographique peuvent ne pas capturer certaines dynamiques locales ou de court terme. Par ailleurs, les projections à long terme sont porteuses par définition d'une grande incertitude. TIMES produit différents scénarios pour explorer des trajectoires possibles, mais ceux-ci ne couvrent pas forcément tous les futurs possibles ou improbables mais critiques.
- Interactions complexes : Les interdépendances entre systèmes énergétiques, économiques et environnementaux sont souvent simplifiées, omettant certaines interactions ou rétroactions.

1.1.3. Incertitudes exogènes

Les changements brusques, tels que des innovations technologiques radicales, des crises économiques, ou des événements climatiques extrêmes, peuvent modifier drastiquement les résultats et ne sont pas considérés.

1.2. Limite de l'outil DC

L'outil développé dans le cadre de cette étude a pour objectif de calculer des évolutions et des tendances pour le RA ainsi que les coûts de distribution. Cet outil n'a pas vocation de remplacer les calculs détaillés effectués par les GRDs ou la CWaPE en vue d'effectuer les prévisions d'évolution du RA sur les prochaines années.

Bien que les méthodologies tarifaires soient adoptées pour des périodes de 5 ans, l'outil fait l'hypothèse que la méthodologie 2025-2029 reste valable jusque 2050, ne pouvant prédire les évolutions de celle-ci d'ici 2050. En fonction des futures modifications apportées à la méthodologie existante, celles-ci pourraient avoir un effet plus ou moins important sur les résultats présentés dans cet outil.

Les coûts d'adaptation du réseau ne sont pas considérés dans le calcul de la variation du revenu autorisé pour diverses raisons. Tout d'abord, les distances annuelles couvertes actuellement par les GRDs sont relativement faibles par rapport à la longueur totale du réseau (45km/an pour ORES et 20km/an pour RESA). Les montants totaux relatifs à l'adaptation sont négligeables dans le calcul du RA. De plus, au vu de la perspective de la diminution des adaptations du réseau[22], cela renforce l'hypothèse de négliger ces coûts dans le futur. Pour finir, ces coûts sont actuellement des CAPEX mais il y a des chances pour que la diminution de ces CAPEX se transforme en une augmentation des OPEX[23]. Un shift de CAPEX vers OPEX résulte en un RA constant. Cela conforte à nouveau l'hypothèse pour négliger ces coûts d'adaptation pour le calcul de la variation du RA.

L'outil considère l'amortissement de tous les assets réseau, mais le décommissionnement et les extensions ne concernent que les conduites, étant donné qu'il était impossible sur base des données cartographiques de relier les conduites à d'autres assets réseau.

Enfin, puisque les coûts de distribution sont calculés par pas de temps, il n'y a pas de visibilité annuelle sur ces coûts.

1.3. Limite de l'analyse cartographique

L'analyse cartographique entend proposer un outil visuel pour appréhender la disposition du réseau de distribution de gaz wallon à l'avenir. Tenant compte d'une série de critères objectifs et de contraintes (réseau MPC et potentiel biomasse), les zones à favoriser pour maintenir le réseau de demain ont été filtrées selon les besoins exprimés au-travers d'un nombre de clients résidentiels.

Si cette approche est pragmatique et systématisée au territoire régional, elle repose sur des hypothèses fortes et minimise les contraintes techniques associées à l'exploitation du réseau de gaz. L'approche présuppose que chaque zone du réseau peut être éteinte à l'échelle d'un secteur statistique alors qu'il existe des relations de dépendance forte entre plusieurs zones du réseau. Ce dernier présente de nombreux bouclages et ne peut être interrompu en tout point. Par ailleurs, le réseau est organisé selon des Stations de Réception Agréé (SRA) qui constitue le point d'entrée du gaz dans certaines portions du réseau. En conséquence, toute portion en aval de la SRA est tributaire de celle-ci. L'analyse cartographique ne tient pas compte de ce mode de fonctionnement. C'est pourquoi les résultats de

[22] Selon les prévisions de RESA.

[23] Hypothèse confirmée par RESA, c'est également le comportement qu'ils prévoient.

l'analyse cartographique doivent être vus comme un outil de support à la décision mais ne constituent pas une stratégie de décommissionnement, seuls les GRDs sont en mesure de réaliser une telle stratégie étant donné leur expertise de terrain et leur connaissance de leur réseau.

Par ailleurs, les GRDs étant organisés en fonction des SRAs ; leurs statistiques le sont aussi. Pour parvenir à mener notre analyse à l'échelle des secteurs statistiques, les GRDs ont dû procéder à un retravail de leurs données qui a parfois prouvé ses limites étant donné certaines incohérences constatées. Malgré un maximum de corrections apportées pour minimiser l'impact de ces incohérences, la robustesse des données est altérée.

De même, les données ont été collectées auprès des deux GRDs wallons (ORES et RESA) dont les méthodologies de travail diffèrent parfois. Lorsque c'était possible, les deux méthodes ont été réconciliées au mieux bien que ce n'était pas le cas à chaque fois.

L'estimation précise des longueurs de réseau décommissionnées ou en vue de l'extension est un exercice complexe. Etant donné que nous n'avons pas la possibilité de connaître les besoins exacts, nous avons majoré toutes nos estimations par un facteur de 10%. Autrement dit, le décommissionnement calculé est multiplié par un facteur de 0,9 et les extensions par un facteur de 1,1. Ces facteurs correctifs ont pour ambition d'éviter d'être trop strict dans le décommissionnement du réseau ou trop conservateur dans son extension afin de prévoir, par exemple, de la marge pour les bouclages du réseau ou le raccordement de stations de biométhanisation, celui-ci n'étant pas constitué exclusivement de canalisations rectilignes.

Enfin, la cartographie n'est pas en mesure d'estimer la localisation des nouveaux logements qui apparaitront le long des conduites de gaz restantes.

2. Incertitudes sur les données, les hypothèses et les traitements

L'incertitude dans l'étude nait de la donnée initiale, qui est porteuse elle-même d'une grande incertitude, mais aussi des traitements nécessaires pour atteindre la donnée souhaitée ou l'harmonisation des données initiales.

2.1. Clients raccordés

L'année de référence de TIMES-Wallonie est 2018. Lors du choix de cette version du modèle TIMES, ceci avait été mentionné et validé. Cependant, les calculs sur les *delivery costs* sont calibrés sur les données de revenu autorisé et de nombre de clients de 2023, dernière année disponible.

Ainsi, pour déterminer les variations en matière de nombre de clients, donnée nécessaire au calcul des coûts de distribution, la soustraction est réalisée entre une donnée projetée calibrée sur 2018 (celles donnée par TIMES en 2030, 2040 et 2050) et une donnée réelle (2023). Par ailleurs, comme précisé à le section 4.1.2. de la partie C, le calcul du nombre de clients a dû être ajusté pour correspondre aux données des GRDs.

Enfin, dans la cartographie, le nombre de clients est converti en nombre d'EAN, prenant l'hypothèse qu'un client est égal à un EAN.

2.2. Clients raccordables

La méthodologie utilisée pour les clients raccordables pour chaque GRD est différente. Chez ORES, les clients sont analysés géographiquement et les clients raccordables sont les EAN présents à moins de 20m à vol d'oiseau d'une conduite. Pour RESA, la zone tampon est de 25m et calcule un nombre de

logements. Un traitement a dû être réalisé afin de convertir les logements en nombre d'EAN sur base d'un proxy.

En revanche, les deux font leur estimation sur base du bâti existant et n'intègre pas de nouveaux logements. Aussi, les clients raccordables ne distinguent pas le type de client (résidentiel, tertiaire ou professionnel). Enfin, ces estimations sont peu fiables étant donné qu'elle ne considère pas la réalité géographique et topographique des clients. Les taux de pénétration permettent de rendre compte de cette réalité.

2.3. Nouveaux logements

Le modèle TIMES tient compte dans les projections d'une augmentation du nombre de logements. Cette évolution se fait de manière proportionnelle aux projections d'évolution du nombre de ménages. On considère alors des logements de taille légèrement inférieures aux moyennes des logements existants et qui ont des caractéristiques de performance énergétique correspondant à la règlementation en vigueur pour les bâtiments résidentiels neufs et qui sont répartis dans les différentes typologies (maisons 4 façades, 2 façades, appartements, etc.).

La part de ces nouveaux logements que le modèle choisit d'alimenter avec du gaz pour le chauffage et/ou l'ECS permet de déterminer un nombre de clients supplémentaires raccordés au réseau de distribution à prendre en compte. Notons que, contrairement à ce qui est fait pour le nombre de clients des bâtiments existants, nous n'appliquons aucun facteur correctif prenant en compte une consommation spécifique plus faible pour des bâtiments utilisant le gaz.

Par ailleurs, nous avons fait l'hypothèse que l'ensemble des nouveaux logements était raccordé sur des parties du réseau existant, ils n'induisent pas d'extension du réseau. Cette dernière hypothèse pourrait être discutée étant donné que l'on peut imaginer que le réseau de distribution peut parfois être légèrement étendu, pour alimenter des lotissements neufs par exemple, mais il s'agira généralement dans ce cas de figure d'extension à proximité immédiate d'une partie de réseau existant.

2.4. Coût du décommissionnement et des extensions

Concernant le calcul des décommissionnements et des extensions, le coût par mètre de conduite pour étendre actuellement le réseau doit être défini, et ce, pour chaque type de conduite (BP et MP). Ces coûts d'extension nous ont été fournis par la CWaPE pour chaque GRD avec également l'évolution de celui-ci ces dernières années.

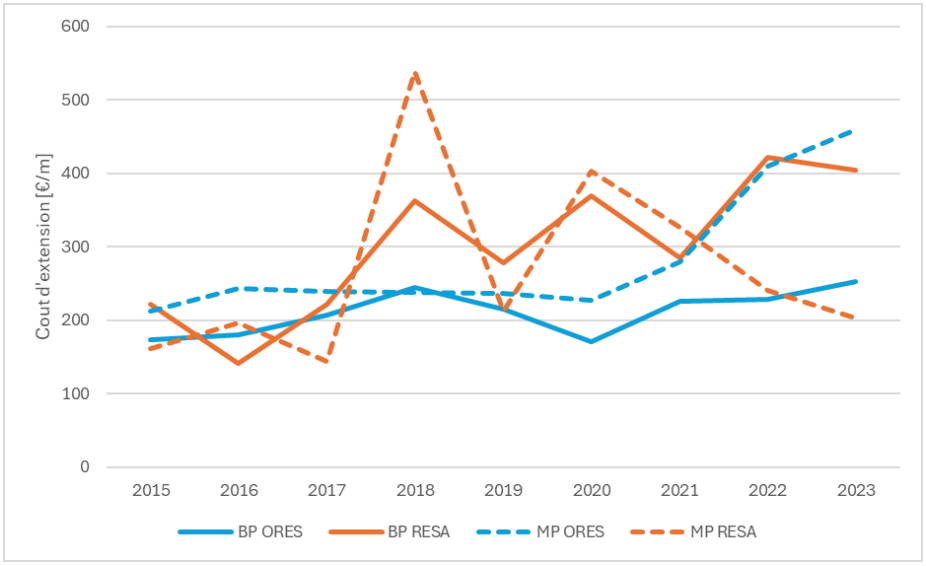


Figure 54: évolution des coûts d'extension pour la BP et la MP pour chaque GRD

La Figure 54 illustre l'évolution de ces coûts d'extension ramenés par mètre linéaire de conduite. De très grandes variations selon les années, selon le type de canalisation et selon le GRD peuvent être observées. Ceci résulte de situations parfois très différentes telles qu'une petite extension en voirie d'un centre-ville ou une grande extension « cross-country » mais aussi des manières parfois différentes d'imputer les coûts d'un GRD à l'autre. Ceci amène donc une certaine incertitude concernant le coût des extensions et le calcul de la potentielle valeur résiduelle en cas de décommissionnement.

2.5. Localisation client et consommation

La cartographie se base sur des données compilées à l'échelle de secteurs statistiques. Ce n'est néanmoins pas l'échelle d'analyse habituelle des GRDs. Ces derniers ont dû procéder à un exercice de réconciliation dans le cadre de cette étude. Malgré les efforts pour nettoyer les incohérences, il est possible que certaines erreurs puissent survenir. Mentionnons à titre d'exemple le cas d'un secteur statistique de la commune de Chimay qui reprend un nombre de clients et de consommations alors qu'il n'y a pas de réseau de distribution dans la commune.

2.6. Potentiel biométhane

Les données utilisées dans cette étude proviennent d'une autre étude (VALBIOM, 2019), qui n'a pas d'autre équivalent en Wallonie. Les résultats ne sont donc pas comparables avec d'autres sources de données, et cette dernière est elle-même porteuse d'une incertitude. Enfin, le traitement de ces données croisées avec le réseau restant sur base de l'analyse accroit l'incertitude, au regard des hypothèses sur les aires de collecte.

2.7. Age des conduites

Certaines données sur l'âge des conduites étaient incomplètes. Certains tronçons dans les données initiales avaient un âge moyen nul, ainsi un traitement sur les données a été réalisé afin de les considérer dans l'étude, menant à une incertitude sur l'âge des conduites. Par ailleurs, l'âge des conduites n'est pas disponible à un niveau plus fin que le secteur statistique. Une première moyenne est réalisée sur base de l'âge moyen du secteur statistique et non chaque conduite indépendamment. Ensuite, ces conduites ont été regroupées par tranche d'âge (toutes les conduites entre 20 et 30 ans par exemple) et la valeur moyenne de l'intervalle a été associé à chaque groupement de conduite. Il y a donc une imprécision concernant l'âge réel des conduites, et ainsi l'année d'amortissement exact de ces dernières, pouvant avoir un impact sur les coûts de distribution.

Partie G :Analyse économique conceptuelle des impacts sur les GRDs et URDs

1. Objectifs des analyses économiques et recommandations

Ce chapitre vise à établir des analyses économiques pour plusieurs sous-scénarios probables, tous orientés vers une réduction des consommations de gaz d'ici 2050. Ensuite, une série de recommandations communes aux différents sous-scenarios étudiés sont énoncées. Toutefois, des spécificités en matière de mise en œuvre ou d'intensité sont établies. En effet, leur mise en œuvre varie en fonction du rythme de réduction des consommations et du décommissionnement des conduites.

Ces analyses économiques restent conceptuelles en raison de nombreuses hypothèses et ne prétendent pas fournir une analyse économique détaillée, mais de discerner des tendances dans l'impact sur les URDs et les GRDs de la sortie du gaz par rapport à différents scenarios.

Ces dernières ne considèrent pas d'éventuelles conversions du réseau, pour lesquelles l'annexe 5 détaille un peu plus en profondeur les possibilités.

Les apprentissages et conclusions tirées de cette analyse économique conceptuelle sont explicitées dans la partie H du rapport.

2. Choix des sous-scenarios faisant l'objet d'une analyse économique

Le tableau suivant reprend un récapitulatif des cinq sous-scénarios sélectionnés pour ce chapitre.

Scénario majeur	Sous-scénario
Scénario 0TWh	ssB
Scénario 4TWh	ssA
Scénario 8TWh	ssA et ssB
Scénario 12TWh	ssA

Tableau 34 : récapitulatif des sous-scénarios sélectionnés pour les analyses économiques conceptuelles.

Les raisons qui sous-tendent la sélection des différents sous-scénarios sont les suivantes :

- 0TWh ssB : ce scénario représente l'idée d'un abandon total du gaz à l'horizon 2050. Le ssB a été choisi car il présente les dépenses liées les plus faibles pour les GRDs car le coût de l'amortissement est reporté sur les URDs, n'engendre pas d'actifs échoués (*stranded assets*) et permet des amortissements efficaces tant que le nombre d'utilisateurs reste élevé.
- 4TWh ssA : le ssA a été privilégié car il concentre les efforts sur les clients déjà raccordés, ce qui est plus défendable que d'acquérir de nouveaux clients pour un résultat similaire à celui du ssC. Le sous-scénario ssB n'a pas été retenu car sa logique de croissance puis de décroissance du nombre de clients n'est pas jugée crédible.
- 8 TWh ssA et B : les sous-scénarios A et B ont été sélectionnés. Le sous-scénario A est considéré comme le plus vraisemblable au regard du scénario de référence, tandis que le sous-scénario B permet d'analyser une situation où le rythme de rénovation prévu par la stratégie de rénovation n'est pas atteint.
- 12 TWh ssA : le ssA est retenu car il correspond le mieux aux hypothèses du scénario de référence, le rendant ainsi le plus vraisemblable.

- 18 TWh : ce scénario est jugé trop irréaliste. Il va à contre-courant des tendances actuelles et impliquerait un développement quasi total du réseau à l'échelle de la Wallonie, ce qui n'est pas envisageable, ainsi aucune analyse supplémentaire n’est réalisée pour ce dernier.

En conclusion, les sous-scénarios choisis visent à offrir une analyse réaliste et cohérente des différentes trajectoires possibles, tout en offrant un paysage diversifié des possibilités.

3. Analyses économiques conceptuelles

3.1. Vue d'ensemble des sous-scénarios étudiés

La Figure 55 illustre l'évolution du Revenu Autorisé pour les sous-scénarios étudiés avec une décomposition entre CAPEX et OPEX. Les valeurs chiffrées se trouvent dans le Tableau 35. Le RA diminue de manière continue pour l'ensemble des sous-scénarios avec une diminution plus importante pour le scénario 0 sous-scénario B.

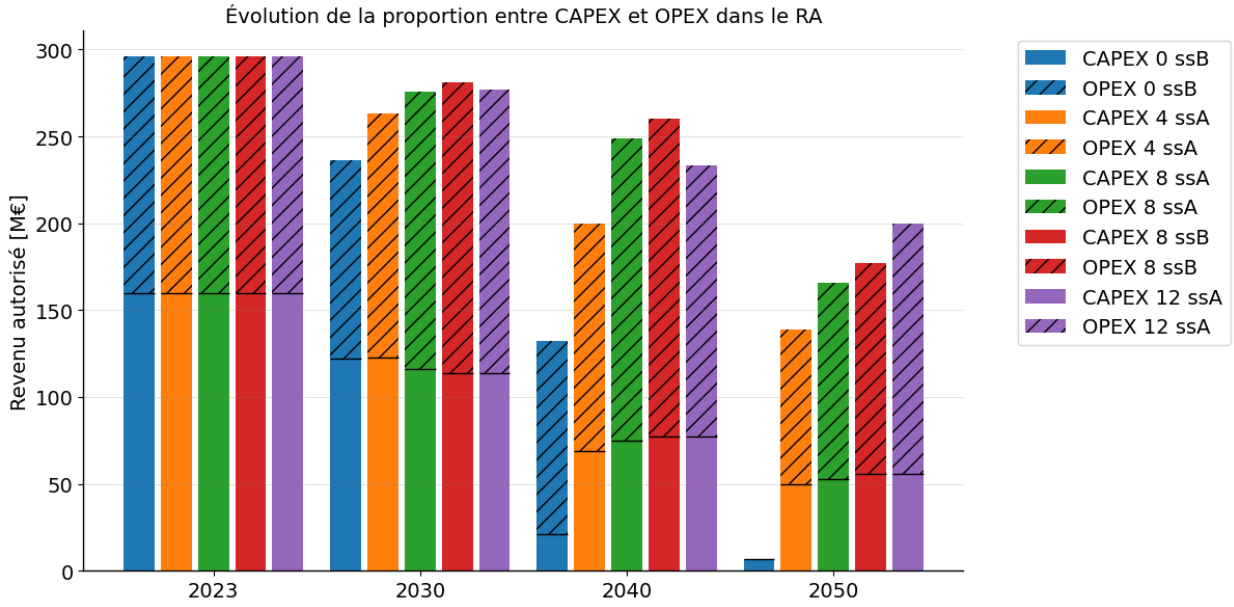


Figure 55: évolution du revenu autorisé pour les sous-scénarios étudiés avec une décomposition entre CAPEX[24] et OPEX

Revenu autorisé [M€]		2023	2030	2040	2050
Scenario 0 ssB	CAPEX	160	122	21	7
	OPEX	136	114	111	0
	TOTAL	296	236	132	7
Scenario 4 ssA	CAPEX	160	123	69	50
	OPEX	136	140	131	89
	TOTAL	296	263	200	139
Scenario 8 ssA	CAPEX	160	116	75	53
	OPEX	136	160	174	113
	TOTAL	296	276	249	166
Scenario 8 ssB	CAPEX	160	114	77	56
	OPEX	136	167	183	121
	TOTAL	296	281	260	177
Scenario 12 ssA	CAPEX	160	114	77	56
	OPEX	136	163	156	144
	TOTAL	296	277	233	200

Tableau 35 : évolution du revenu autorisé pour les sous-scénarios étudiés avec une décomposition entre CAPEX et OPEX

[24] La valeur comptable des actifs est prise en compte dans les CAPEX via la MBE.

Les évolutions des consommations pour les sous-scénarios étudiés sont illustrées dans le Tableau 36. Il est important de rappeler que ce sont les consommations qui ont permis de calculer les couts de distribution.

Consommations [TWh]		2023	2030	2040	2050
Scenario 0 ssB	Résidentiel	8.4	5.1	4.5	0
	Tertiaire	4.0	3.2	2.8	0
	Industrie	5.2	4.2	0.9	0
Scenario 4 ssA	Résidentiel	8.4	7,0	5,8	3,8
	Tertiaire	4.0	4,3	5,9	0,2
	Industrie	5.2	6,1	0,9	0,0
Scenario 8 ssA	Résidentiel	8.4	7,9	7,5	5,7
	Tertiaire	4.0	3,3	5,1	2,3
	Industrie	5.2	4,9	0,6	0,0
Scenario 8 ssB	Résidentiel	8.4	10,7	10,6	7,1
	Tertiaire	4.0	2,8	2,9	0,9
	Industrie	5.2	3,8	0,3	0,0
Scenario 12 ssA	Résidentiel	8.4	8,6	7,9	7,2
	Tertiaire	4.0	3,7	5,3	4,7
	Industrie	5.2	6,2	0,4	0,0

Tableau 36 : Evolution des volumes consommés par type de client pour les sous-scénarios étudiés

La figure 57 illustre l'évolution des couts de distribution pour les sous-scénarios étudiés avec une décomposition par secteur. Les valeurs chiffrées se trouvent dans le tableau 37.

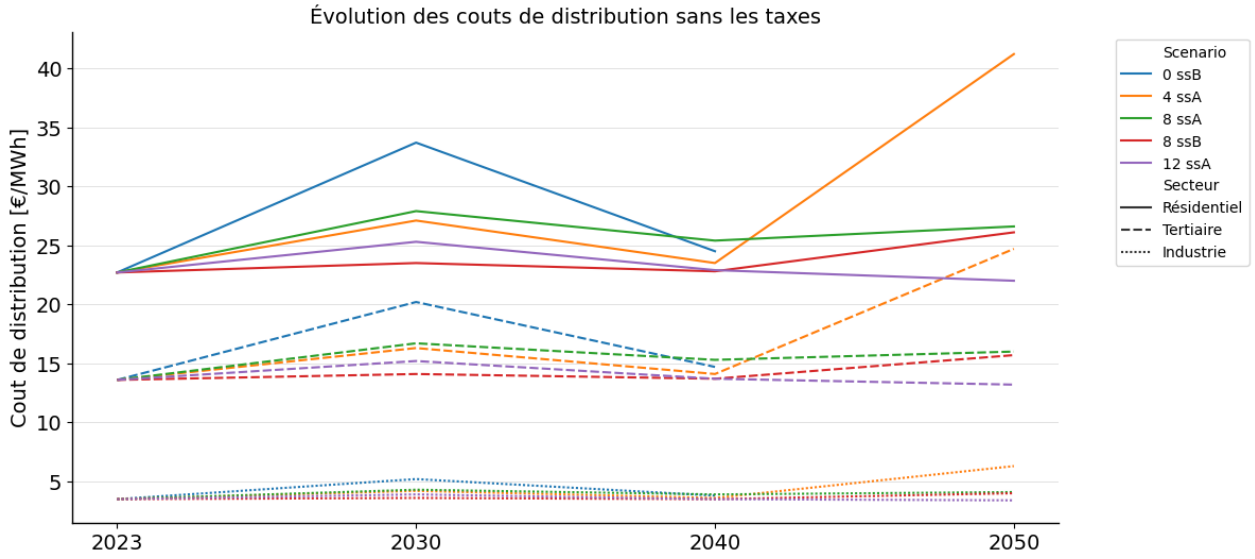


Figure 56: évolution des couts de distribution par type de client pour les sous-scénarios étudiés

Cout de distribution sans taxes [€/MWh]		2023	2030	2040	2050
Scenario 0 ssB	Résidentiel	22,7	33,7	24,5	/
	Tertiaire	13,6	20,2	14,7	/
	Industrie	3,5	5,2	3,8	/
Scenario 4 ssA	Résidentiel	22,7	27,1	23,5	41,2
	Tertiaire	13,6	16,3	14,1	24,7
	Industrie	3,5	4,2	3,6	6,3
Scenario 8 ssA	Résidentiel	22,7	27,9	25,4	26,6
	Tertiaire	13,6	16,7	15,3	16,0
	Industrie	3,5	4,3	3,9	4,1
Scenario 8 ssB	Résidentiel	22,7	23,5	22,8	26,1
	Tertiaire	13,6	14,1	13,7	15,7
	Industrie	3,5	3,6	3,5	4,0
Scenario 12 ssA	Résidentiel	22,7	25,3	22,9	22,0
	Tertiaire	13,6	15,2	13,7	13,2
	Industrie	3,5	3,9	3,5	3,4

Tableau 37 : évolution des couts de distribution par type de client pour les sous-scénarios étudiés

3.2. Scenario 0TWH, sous-scenario B

Bien que le scenario 0TWh soit un scenario extrême de réduction de la consommation de gaz naturel, il est intéressant de creuser ce qui se passerait au niveau des coûts et du rythme de débranchement des consommateurs.

Pour rappel, le sous-scenario B dispose des hypothèses spécifiques suivantes :

- Le focus du scoring est sur les clients raccordés ;
- Atteinte des objectifs de la stratégie de rénovation wallonne ;
- Aucun client supplémentaire n'est raccordé sur le réseau ;
- Amortissement accéléré en courbe décroissante pour arriver à tout amortir en 2050.

Le sous-scenario B est celui qui décommissionne le plus rapidement, avec environ 4000km décommissionnés entre 2023 et 2040, puis un décommissionnement total entre 2040 et 2050.

Aucun potentiel de biomasse n'est intégré. En effet, vu la consommation qui atteindra 0TWh, le modèle ne prévoit pas des investissements dans de telles infrastructures. Ceci implique le maintien du gaz fossile dans le réseau jusqu'à l'arrêt total des consommations dans le réseau en 2050.

Tableau 38 : évolution du revenu autorisé du scénario 0TWh ssB

[M€]	2023	2030	2040	2050
RA CAPEX	160	122	21	7
RA OPEX	136	114	111	0
RA TOTAL	296	236	132	7

Le revenu autorisé diminue plus rapidement dans ce sous-scenario, d'abord en raison des CAPEX puis des OPEX. En effet, puisque l'amortissement entre 2023 et 2030 est plus rapide au regard des hypothèses, alors, la composante RAB est plus faible dès 2030 pour ce sous-scenario. Les coûts de distribution, taxes non comprises[25], augmentent légèrement jusque 2030, mais moins que dans les autres sous-scenarios. Ensuite, ils diminuent jusque 2040 pour atteindre environ 25€/MWh, soit 0,025€/kWh dans le secteur résidentiel.

Tableau 39 : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 0TWh ssB

[€/MWh]	2023	2030	2040	2050
Résidentiel	22,7	33,7	24,5	/
Tertiaire	13,6	20,2	14,7	/
Industrie	3,5	5,2	3,8	/

L'estimation des coûts de distribution en 2050 n'a pas d'intérêt vu l'absence de consommation projetée en 2050. Il n'a pas été analysé plus précisément dans le cadre de cette étude l'impact sur les coûts de distribution durant la période 2040 – 2050. Bien que le revenu autorisé soit assez faible en 2050 – du fait du décommissionnement accéléré en début de période – la consommation de gaz entre 2040 et 2050 va fortement diminuer et sera proche de zéro juste avant 2050. Par ailleurs des coûts OPEX seront encore nécessaires, de sorte qu'il est attendu une augmentation importante des coûts de distribution à l'approche de 2050.

L'évolution de la longueur du réseau de distribution pour ce sous-scenario est présentée dans le tableau suivant :

[25] incluant les taxes, les surcharges fédérales et régionales ainsi que le transport du gaz.

Longueur réseau [km]		2023	2030	2040	2050
Scenario 0	A	14.587	11.768	11.020	0
	B	14.587	11.397	10.395	0
	C	14.587	12.247	11.640	0

Tableau 40 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 0TWh.

Ainsi, entre 2023 et 2040, une diminution progressive de la longueur du réseau est observée.

3.3. Scenario 4TWh, sous-scenario A

Bien que le scenario 4TWh soit un scenario intermédiaire de réduction de la consommation de gaz naturel qui voit ses coûts de distribution dépasser les points de basculement, il est intéressant de creuser ce qu'il se passerait au niveau des coûts et du rythme de débranchement des consommateurs.

Pour rappel, le sous-scenario A dispose des hypothèses spécifiques suivantes :

- Le focus du scoring est sur les clients raccordés ;
- Pas d'ajout de clients raccordables ;
- Le rythme de rénovation est identique à celui planifié par la stratégie de rénovation wallonne.

Le sous-scenario A est celui qui décommissionne le plus rapidement, avec environ 3000km décommissionné entre 2023 et 2030, puis un décommissionnement plus modéré jusque 2050. Le réseau passe de plus de 14000km en 2023 à environ 8000km en 2050.

Le potentiel de biomasse convertible en biométhane intégré dans le réseau de distribution en 2050 est de 6,1TWh, soit 70% du potentiel wallon réaliste. La consommation étant limitée à 4TWh dans ce scenario, cela pourrait montrer une certaine amplitude dans la collecte de biométhane consommé localement. Cependant, il est à noter que les résultats montrent que le biométhane présent dans le réseau de distribution est uniquement importé, car le biogaz produit est directement consommé localement par des cogénérations centralisées (associée à des réseaux de chaleur) ou par les industriels.

Le revenu autorisé diminue plus rapidement dans ce sous-scenario par rapport au ssB, d'abord en raison des CAPEX (jusque 2040) puis en raison de la diminution des OPEX (diminution marquée du nombre de clients).

Tableau 41 : évolution du revenu autorisé du scénario 4TWh ssA

[M€]	2023	2030	2040	2050
RA CAPEX	160	123	69	50
RA OPEX	136	140	131	89
RA TOTAL	296	263	200	139

Les coûts de distribution, taxes non comprises[26], augmentent légèrement jusque 2030, Ensuite, ils diminuent jusque 2040 avant de réaugmenter en 2050. L'augmentation marquée entre 2040 et 2050 s'explique par la réduction drastique des consommations durant ce laps de temps. Les coûts de distribution passent à environ 41€/MWh (0,041€/kWh) dans le résidentiel, et à 14,1€/MWh (0,026€/kWh) dans le secteur tertiaire.

Tableau 42 : : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 4TWh ssA

[€/MWh]	2023	2030	2040	2050
Résidentiel	22,7	27,1	23,5	41,2
Tertiaire	13,6	16,3	14,1	24,7
Industrie	3,5	4,2	3,6	6,3

L'évolution de la longueur du réseau de distribution pour ce sous-scenario est présentée dans le tableau suivant :

[26] incluant les taxes, les surcharges fédérales et régionales ainsi que le transport du gaz.

Longueur réseau [km]		2023	2030	2040	2050
Scenario 4	A	14.587	11.277	10.600	7.917
	B	14.587	14.587	14.587	6.615
	C	14.587	11.435	10.793	8.089

Tableau 43 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 4TWh.

Une diminution continue de la longueur réseau est observée entre 2023 et 2050.

3.4. Scenario 8TWh, sous-scenario A

Le scenario 8TWh est parmi les scenarios intermédiaires qui se rapproche le plus du scénario de référence, à savoir le scenario central. Il est intéressant de creuser ce qu'il se passerait au niveau des coûts et du rythme de débranchement des consommateurs.

Pour rappel, le sous-scenario A dispose des hypothèses spécifiques suivantes :

- Le focus du scoring est sur les clients raccordés ;
- Pas d'ajout de clients raccordables ;
- Le rythme de rénovation est identique à celui planifié par la stratégie de rénovation wallonne ;
- Les actifs des GRDs sont complètements amortis en 2050.

Le sous-scenario A est celui qui décommissionne le plus rapidement, avec environ 2000km décommissionné entre 2023 et 2030, puis un décommissionnement plus intense jusque 2050. Le réseau passe de plus de 14000 km en 2023 à environ 10000km en 2050.

Le potentiel de biomasse convertible en biométhane intégré dans le réseau de distribution en 2050 est de 6,2TWh, soit 72% du potentiel wallon réaliste. Cependant, il est à noter que les résultats montrent que seuls 2,6TWh locaux sont présents dans le réseau de distribution, le reste de la consommation étant importé. Ainsi le solde du potentiel est directement consommé localement par des cogénérations sous forme de biogaz.

Le revenu autorisé diminue plus rapidement dans ce sous-scenario par rapport au ssB, d'abord en raison des CAPEX (jusque 2040) puis en raison de la diminution des OPEX (diminution marquée du nombre de clients).

Les variations des coûts de distribution sont modérées. Ils augmentent légèrement jusque 2030, diminuent jusque 2040 avant de réaugmenter en 2050. Les variations sont modérées car malgré que les CAPEX diminuent (amortissement des conduites au fil des années qui a pour effet de faire diminuer le RA), les OPEX augmentent en raison de l'augmentation du nombre de clients sur le réseau afin d'atteindre la contrainte de consommation, ce qui contrebalance l'effet sur le RA et donc sur les coûts de distribution.

Tableau 44 : évolution du revenu autorisé du scénario 8TWh ssA

[M€]	2023	2030	2040	2050
RA CAPEX	160	116	75	53
RA OPEX	136	160	174	113
RA TOTAL	296	276	249	166

Le nombre de clients augmente jusque 2040 avant de chuter en 2050. La grande majorité de la clientèle est du résidentiel (environ 90%). Ceci est étonnant au regard de la chute de la consommation du résidentiel entre 2023 et 2040. Ainsi, une analyse de sensibilité montre que les résultats sont très sensibles au seuil maximum des consommations sur le réseau (elle-même inhérente au nombre de clients résiduels sur le réseau issu de la cartographie). En effet, sans ce seuil maximum, les résultats se rapprochent davantage du sous-scenario B où les résultats montrent des consommations résidentielles qui diminuent plus progressivement.

Afin d'obtenir un réseau avec une utilisation optimale et éviter des branches de réseau avec peu de consommation, le démantèlement progressif est programmé dès 2023, impliquant le raccordement de clients raccordables sur le réseau.

Tableau 45 : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 8TWh ssA

[€/MWh]	2023	2030	2040	2050
Résidentiel	22,7	27,9	25,4	26,6
Tertiaire	13,6	16,7	15,3	16,0
Industrie	3,5	4,3	3,9	4,1

Les coûts de distribution, taxes non comprises[27], augmentent légèrement jusque 2030., Ensuite, ils diminuent jusque 2040 avant de réaugmenter en 2050. Les coûts de distribution passent à environ 25€/MWh (0,025€/kWh) dans le résidentiel, et à environ15€/MWh (0,015€/kWh) dans le secteur tertiaire.

L'évolution de la longueur du réseau de distribution pour ce sous-scenario est présentée dans le tableau suivant :

Longueur réseau [km]		2023	2030	2040	2050
Scenario 8	**A**	14.587	13.410	12.013	10.046
	B	14.587	14.587	14.587	9.377
	C	14.587	13.580	12.385	10.274

Tableau 46 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario8TWh.

Une légère diminution continue peut être observée entre les années 2023 et 2050.

[27] incluant les taxes, les surcharges fédérales et régionales ainsi que le transport du gaz.

3.5. Scenario 8TWh, sous-scenario B

Le scenario 8TWh est parmi les scenarios intermédiaires qui se rapproche le plus du scénario de référence, à savoir le scenario central. Il est intéressant de creuser ce qu'il se passerait au niveau des coûts et du rythme de débranchement des consommateurs.

Pour rappel, le sous-scenario B dispose des hypothèses spécifiques suivantes :

- Le focus du scoring est sur les clients raccordés ;
- Ajout de clients raccordables ;
- Le rythme de rénovation est plus faible que celui planifié par la stratégie de rénovation wallonne, autrement dit les objectifs de rénovation ne sont pas atteints ;
- Les actifs des GRDs sont complètements amortis en 2050.

Le sous-scenario B ne décommissionne qu'à partir de 2040, d'environ 5000km entre 2040 et 2050. Ceci est lié au fait que ce scénario envisage un rythme de rénovation modéré par rapport à ce que prévoit la stratégie de rénovation – tout en conservant la la contrainte de consommation de 8 TWh en 2050, sans avoir de décommissionnement avant extension pour assurer la transition mazout-gaz.

Le potentiel de biomasse convertible en biométhane intégré dans le réseau de distribution en 2050 est de 6,2TWh, soit 72% du potentiel wallon réaliste. Cependant, il est à noter que les résultats montrent que seuls 2,6TWh locaux sont présents dans le réseau de distribution, le reste de la consommation étant importé. Ainsi le solde du potentiel est directement consommé localement par des cogénérations sous forme de biogaz.

Le revenu autorisé diminue moins rapidement dans ce sous-scenario car davantage de clients sont raccordés dans un premier temps (ce qui augmente le RA au travers de l'augmentation des OPEX), ce qui compense la baisse du RA suite à l'amortissement des actifs (CAPEX).

Les variations des coûts de distribution sont modérées. Ils augmentent légèrement jusque 2030, diminuent jusque 2040 avant de réaugmenter en 2050. Les variations sont modérées car malgré que les CAPEX diminuent (amortissement des conduites au fil des années qui a pour effet de faire diminuer le RA), les OPEX augmentent en raison de l'augmentation du nombre de clients sur le réseau afin d'atteindre la contrainte de consommation, ce qui contrebalance l'effet sur le RA et donc sur les coûts de distribution.

Tableau 47 : évolution du revenu autorisé du scénario 8TWh ssB

[M€]	2023	2030	2040	2050
RA CAPEX	160	114	77	56
RA OPEX	136	167	183	121
RA TOTAL	296	281	260	177

Le nombre de clients augmente jusque 2040 avant de chuter en 2050. La grande majorité de la clientèle est du résidentiel (environ 90%). L'augmentation s'explique à la fois par le raccordement de nouveaux logements pour atteindre la consommation de 8TWh mais aussi par la transition mazout-gaz imposée par la législation. Sous ces contraintes, TIMES considère qu'il est moins cher d'investir dans d'autres technologies dans les secteurs professionnels que le secteur résidentiel qui consomme à lui seul tout le gaz en 2050.

Les coûts de distribution, taxes incluses[28], augmentent jusque 2030, Ensuite, ils diminuent jusque 2040 avant de réaugmenter en 2050. Les coûts de distribution passent à environ 23€/MWh (0,023€/kWh) dans le résidentiel, et à environ 14€/MWh (0,014€/kWh) dans le secteur tertiaire.

Tableau 48 : évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 8TWh ssB

[€/MWh]	2023	2030	2040	2050
Résidentiel	22,7	23,5	22,8	26,1
Tertiaire	13,6	14,1	13,7	15,7
Industrie	3,5	3,6	3,5	4,0

L'évolution de la longueur du réseau de distribution pour ce sous-scenario est présentée dans le tableau suivant :

Longueur réseau [km]		2023	2030	2040	2050
Scenario 8	A	14.587	13.410	12.013	10.046
	B	14.587	14.587	14.587	9.377
	C	14.587	13.580	12.385	10.274

Tableau 49 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 8TWh.

Aucun décommissionnement n'est prévu entre 2023 et 2040. Le décommissionnement se fait entièrement entre 2040 et 2050.

[28] incluant les taxes, les surcharges fédérales et régionales ainsi que le transport du gaz.

3.6. Scenario 12TWh, sous-scenario A

Le scenario 12TWh est parmi les scenarios intermédiaires qui se rapproche le plus du scénario de référence, à savoir le scenario central. Il est intéressant de creuser ce qu'il se passerait au niveau des coûts et du rythme de débranchement des consommateurs.

Pour rappel, le sous-scenario A dispose des hypothèses spécifiques suivantes :

- Le focus du scoring est sur les clients raccordés ;
- Ajout de clients raccordables à hauteur de 25% dans les secteurs statistiques les plus prioritaires au regard des contraintes et du score ;
- Le rythme de rénovation est identique à celui planifié par la stratégie de rénovation wallonne ;
- Les actifs des GRDs sont complètements amortis en 2050.

Le sous-scenario A, comme les autres sous-scenario, ne décommissionne qu'à partir de 2040, d'environ 1000km. Le décommissionnement à plus long terme est dû à la contrainte de consommation de 12TWh. En effet, sous la contrainte de l'atteinte du rythme de rénovation, il y a la nécessité de raccorder des clients sur le réseau existant. Ceci est à mettre au regard du scenario central qui montrait que sous les hypothèses générales équivalentes, le modèle planifie une consommation de 9TWh sur le réseau de distribution. Ainsi, conceptuellement, 3TWh doivent obligatoirement être ajoutés sur le réseau.

Le potentiel de biomasse convertible en biométhane intégré dans le réseau de distribution en 2050 est de 6,2TWh, soit 73% du potentiel wallon réaliste. Cependant, il est à noter que les résultats montrent que seuls 2,6TWh locaux sont présents dans le réseau de distribution, le reste de la consommation étant importé. Ainsi le solde du potentiel est directement consommé localement par des cogénérations sous forme de biogaz.

Les CAPEX diminuent de façon équivalente entre les sous-scenarios, car l'amortissement est identique sans décommissionnement. Ensuite, les décommissionnements entre 2040 et 2050 ont peu d'impact car ils se font sur un réseau qui est en réalité déjà fortement amorti (valeur comptable résiduelle faible des assets). Ainsi, les variations de RA sont davantage dépendantes de la variation des OPEX, et donc du nombre de clients sur le réseau.

Les variations des coûts de distribution sont modérées. Ils augmentent légèrement jusque 2030, diminuent jusque 2040 avant de réaugmenter en 2050. Les variations sont modérées car malgré que les CAPEX diminuent (amortissement des conduites au fil des années qui a pour effet de faire diminuer le RA), les OPEX augmentent en raison de l'augmentation du nombre de clients sur le réseau afin d'atteindre la contrainte de consommation, ce qui contrebalance l'effet sur le RA et donc sur les coûts de distribution.

Le nombre de clients augmente jusque 2040 avant de chuter en 2050. La grande majorité de la clientèle est du résidentiel (environ 90%).

Les coûts de distribution, taxes incluses[29], augmentent jusque 2030, Ensuite, ils diminuent jusque 2040 avant de réaugmenter en 2050. Les coûts de distribution passent à environ 23€/MWh (0,023€/kWh) dans le résidentiel, et à environ 14€/MWh (0,014€/kWh) dans le secteur tertiaire.

Tableau 50 :évolution des coûts de distribution (sans taxes) pour le scénario 12TWh ssA

[€/MWh]	2023	2030	2040	2050
Résidentiel	22,7	25,3	22,9	22,0
Tertiaire	13,6	15,2	13,7	13,2
Industrie	3,5	3,9	3,5	3,4

[29] incluant les taxes, les surcharges fédérales et régionales ainsi que le transport du gaz.

L'évolution de la longueur du réseau de distribution pour ce sous-scenario est présentée dans le tableau suivant :

Longueur réseau [km]		2023	2030	2040	2050
Scenario 12	A	14.587	14.587	14.587	13.744
	B	14.587	14.587	14.587	14.484
	C	14.587	14.587	14.587	13.841

Tableau 51 : évolution de la longueur du réseau [km] de distribution pour les sous-scenario 12TWh.

Aucun décommissionnement n'est prévu entre 2023 et 2040. Le décommissionnement se fait entièrement entre 2040 et 2050.

Partie H : Conclusions générales

1. Rappels des objectifs et de la méthodologie de l'étude

Cette étude a examiné différents scénarios prospectifs de consommation du gaz et tente d'en évaluer les impacts sur le réseau de distribution. L'enjeu est d'identifier des leviers d'action, tant au niveau régulatoire que financier, afin d'anticiper et d'atténuer les conséquences pour les gestionnaires de réseau (GRDs) et les utilisateurs finaux (URDs) du phasing out du gaz fossile.

L'analyse repose sur l'interaction de trois outils complémentaires :

- TIMES, qui intègre les coûts énergétiques globaux ;
- La cartographie, qui identifie les zones de maintien ou de décommissionnement du réseau en intégrant le potentiel biométhane disponible ;
- L'outil de calcul des coûts de distribution (DC), qui évalue les impacts financiers sur les coûts de distribution.

L'étude privilégie une approche homogène pour l'ensemble de la Wallonie, sans distinction entre GRDs, et s'appuie sur des projections en 2030, 2040 et 2050 afin d'évaluer les trajectoires de transition.

Toutefois, cette étude ne vise pas à analyser en détail les alternatives au gaz (réseaux de chaleur, combustibles renouvelables, pompes à chaleur, etc.), bien qu'elles soient prises en compte dans la modélisation en raison de leur influence sur les besoins énergétiques futurs des URDs. De même, elle n'a pas pour objet d'évaluer les coûts de démantèlement du réseau et des centrales à gaz (TGV), ni l'impact de la sortie du gaz fossile sur le réseau électrique.

2. Analyse des scénarios étudiées et identification d'une trajectoire raisonnable

Pour réaliser cette analyse, différents scénarios ont été définis. Leurs caractéristiques principales et leurs limites sont rappelées ci-dessous.

Deux scénarios que l'on pourrait qualifier d'extrêmes ont été investigués :

- Le scénario 0 TWh qui suppose un arrêt complet de la consommation de gaz à l'horizon 2050 entraine une forte hausse des coûts de distribution pour les consommateurs en 2030 avec un scénario de décommissionnement accéléré. Les coûts de distribution sont ensuite revus à la baisse en 2040. L'estimation des coûts de distribution à l'horizon 2050 ne présente pas d'intérêt en raison de l'absence de consommation projetée à cette échéance. Bien que le revenu autorisé soit relativement faible en 2050, en raison d'un déclassement accéléré des infrastructures en début de période, la consommation de gaz diminuera fortement sur cette décennie, pour devenir quasi nulle à l'approche de 2050. Des coûts d'exploitation (OPEX) resteront néanmoins nécessaires, ce qui laisse anticiper une augmentation marquée des coûts de distribution à l'approche de 2050. D'autre part, il impliquerait une suppression complète d'un vecteur énergétique flexible, bénéficiant de capacités de stockage et d'un réseau en partie amorti. Par ailleurs, ce scénario engendrerait une consommation exclusive de gaz fossile entre 2030 et 2049, ce qui irait à l'encontre des objectifs climatiques intermédiaires (2030 – 2040) de la Région. L'analyse de ce scénario est cependant intéressante pour certaines parties du réseau vouées à disparaître d'ici 2050.
- le scénario 18 TWh présente des incohérences, notamment une extension démesurée du réseau à l'échelle de la Wallonie et des résultats contre-intuitifs dans le modèle TIMES.

Trois scénarios intermédiaires :

- le scénario 4 TWh révèle certaines limites. Il prévoit une chute brutale de la consommation de gaz entre 2040 et 2050, ce qui impliquerait des transformations majeures et précipitées des systèmes de chauffage et de production de froid dans le secteur résidentiel durant une période assez courte. Cette sortie abrupte du gaz induirait une explosion des coûts de distribution, atteignant des seuils critiques similaires à ceux identifiés dans le scénario de référence.
- Les scénarios 8 TWh et 12 TWh illustrent une réduction progressive de la consommation de gaz, permettant de mieux maîtriser l'évolution des coûts de distribution.

Enfin, complémentairement à ces cinq scénarios, un scénario additionnel dit central a été également étudié. Il ne fixe pas un niveau déterminé de consommation de gaz en 2050 et laisse au modèle TIMES la liberté de choisir les options technico-économiques qui minimisent sur l'ensemble de la période étudiée le coût du système énergétique. La liste des principales hypothèses du modèle est donnée au point C 4.1.1. Ce scénario central constitue une vision de l'optimum économique et offre une trajectoire optimisée sans fixer de cible spécifique pour la consommation de gaz en 2050, ni privilégier un type de gaz particulier, tant que celui-ci est décarboné. On entend par optimum économique la minimisation du cout global du système énergétique, sur l'ensemble des années modélisées.

Le scénario central prévoit :

- Une consommation de gaz réduite à environ 10 TWh en 2050, soit une baisse de 50 % par rapport aux niveaux actuels.
- Une répartition où 66 % du gaz distribué alimente le secteur résidentiel, le reste étant destiné au secteur tertiaire.
- Une disparition totale de la consommation de gaz issu du réseau de distribution pour le secteur industriel.
- Une décarbonation complète du gaz distribué, avec 100 % de biométhane, dont 60 % produit localement.

L'analyse du scénario central met en lumière une transformation progressive mais radicale du paysage gazier wallon d'ici 2050. La baisse de la consommation de gaz et l'évolution du mix énergétique s'avèrent déterminantes.

Enfin, l'évolution des coûts de distribution joue un rôle central dans la viabilité du réseau. L'analyse montre que la trajectoire énergétique entre 2040 et 2050 reste incertaine. Le rebond de consommation observé dans certains scénarios peut s'expliquer par les coûts relatifs des alternatives énergétiques, par le switch mazout-gaz ou par des contraintes techniques et économiques pesant sur les équipements de substitution. Cette incertitude souligne la nécessité d'une planification flexible et résiliente pour accompagner la transition.

En conclusion, l'analyse de ces scénarios met en évidence l'importance d'une approche pragmatique, cherchant à concilier optimisation économique et objectifs de décarbonation. Le maintien d'une partie du réseau de gaz, tout en garantissant son verdissement, apparaît comme une option viable sous certaines conditions. Toutefois, la transition vers un gaz 100 % renouvelable nécessitera une vigilance accrue sur les coûts et la pérennité du réseau à long terme. L'optimisation des infrastructures, la maîtrise des coûts de distribution et l'accompagnement des consommateurs seront des leviers clés pour assurer une transition énergétique durable et maîtrisée.

3. Rôle stratégique du gaz et du biométhane

3.1. Le gaz comme outil de décarbonation

Dans les résultats des scénarios de cette étude, les secteurs résidentiel principalement et tertiaire, dans une moindre mesure, restent les principaux utilisateurs des réseaux de distribution de gaz. On peut s'étonner de cette conclusion. Elle est liée au fait que, dans nos scénarios, seuls des gaz décarbonés (principalement du biométhane produit localement ou importé) circuleront dans les portions restantes de réseaux de distribution.

Réserver l'usage de ces gaz décarbonés au secteur résidentiel et dans une moindre mesure au secteur tertiaire, permet d'éviter la modification d'un très grand nombre d'installations de chauffage résidentiel ou tertiaire (passage d'une chaudière au gaz naturel vers une pompe à chaleur ou une chaudière à pellets). Même si le coût individuel de la décarbonation du chauffage d'un logement peut paraître faible en regard de la décarbonation d'un processus industriel[30] la généralisation de ce coût à l'ensemble du parc de logements devient plus coûteuse que la décarbonation des systèmes de chauffage des industries raccordées aux réseaux de distribution. De son côté, le secteur tertiaire occupe une place intermédiaire entre le résidentiel et l'industrie. Plus des gaz décarbonés, seront disponibles, plus il sera pertinent d'en utiliser dans le secteur tertiaire.

Il faut préciser que cette conclusion est valable si on considère que les réseaux de distribution contiennent exclusivement des gaz décarbonés. Si ces mêmes réseaux continuaient à distribuer du gaz naturel d'origine fossile, la conclusion s'inverserait. En effet, pour décarboner le chauffage du secteur résidentiel, il faudrait alors imaginer équiper chaque logement d'une unité de capture de CO2 et raccorder celle-ci à un réseau de collecte de CO2 en vue de sa séquestration à long terme (CCS) ou de son utilisation (CCU).

Chacun des scénarios étudiés mène à une conclusion similaire de ce point de vue mais dont l'intensité est modulée en fonction de la disponibilité en gaz décarbonés. Plus il y a de gaz décarbonés disponibles, plus il y aura de secteurs qui pourront le consommer pour se décarboner sans trop de difficultés.

La Figure 57 ci-dessous montre que dans le scénario 4 TWh, la totalité du biométhane disponible est consommée par le secteur résidentiel. Dans les scénarios 8 et 12 TWh, le biométhane est consommé dans le secteur résidentiel principalement et dans une moindre mesure dans le secteur tertiaire. Une situation similaire s'observe dans le cas du scénario central qui ne reprend pas de limite fixe de la quantité de biométhane disponible. C'est uniquement dans le scénario 18 TWh que l'industrie raccordée au réseau de distribution consomme une partie, minime, du biométhane disponible.

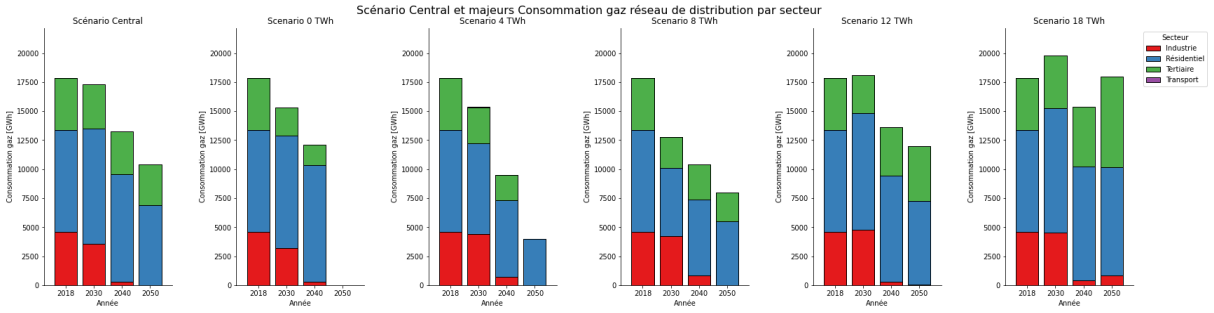


Figure 57 : répartition de la consommation de gaz 'réseau de distribution' dans les différents scénarios

[30] Précisions que les processus industriels visés ici sont ceux qui sont raccordés aux réseaux de distribution pour lesquels, il existe, dans la majorité des cas, des solutions techniques de décarbonation abordables. Nous ne parlons donc pas ici des secteurs dits '*hard-to-abate*' (diffficile à décarboner) comme la métallurgie ou les minéraux non métalliques, par exemple, dont les procédés à haute température requièrent encore souvent la combustion d'un vecteur énergétique gazeux, liquide ou solide.

3.2. Le biométhane, une ressource stratégique à utiliser au mieux

Dans l'ensemble des scénarios analysés, le gaz décarboné consommé en 2050 est exclusivement du biométhane, bien que d'autres alternatives comme l'e-méthane ou l'hydrogène aient été intégrées au modèle TIMES. Que ce soit pour des raisons économiques ou climatiques, le biométhane apparaît systématiquement comme l'option privilégiée. Ce constat est confirmé par d'autres travaux, notamment une méta-analyse[31] regroupant 54 études portant sur l'usage de l'hydrogène pour le chauffage. Cette revue conclut que les preuves scientifiques disponibles ne soutiennent pas un rôle majeur pour l'hydrogène dans les trajectoires de décarbonation les plus efficaces économiquement, en raison de coûts plus élevés pour le système énergétique et pour les consommateurs. Il faut noter que le biométhane qui transite par le réseau de distribution en 2050 est majoritairement d'origine importée, le potentiel méthanisable local étant envoyé en usage direct sous forme de biogaz dans l'industrie ou les cogénérations. Il apparait que le cadre économique actuel favorise la conversion du biogaz en électricité plutôt que son intégration dans le réseau gazier.

Dans ce contexte, plusieurs considérations stratégiques doivent être prises en compte :

1. La diversité des sources de décarbonation du secteur électrique
    - Contrairement au gaz, l'électricité peut être décarbonée grâce à un mix énergétique varié incluant l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité, etc. complété par des interconnexions entre territoires.
    - Le réseau électrique est plus étendu que celui du gaz.
2. Le rôle essentiel du biométhane pour les consommateurs résiduels de gaz
    - Même en visant une réduction massive de la consommation de gaz, une part du bâti existant rencontrera des difficultés structurelles pour basculer vers des solutions de chauffage 100 % renouvelables (contraintes architecturales, situations socio-économiques des ménages, difficulté de fonctionner en basse température, etc.).
    - Le biométhane constitue donc une solution de substitution pour ces consommateurs, assurant une transition énergétique équitable et évitant des coûts de rénovation excessifs.
3. Les incertitudes liées à l'importation de biométhane
    - La recours aux importations de biométhane dans nos scénarios suppose que les États voisins disposeront d'un excédent de biométhane en 2050 et qu'ils seront disposés à l'exporter vers la Wallonie. Or, ces régions/pays feront face aux mêmes enjeux de décarbonation et à une forte demande interne. Dans ces conditions, il existe un réel risque que le biométhane importé soit relativement rare et que son prix sera élevé. Miser sur un biométhane importé largement disponible et bon marché entraînera de potentiel risque de sécurité d'approvisionnement.

Face à ces constats, il semble essentiel de repenser la valorisation du biométhane produit en Wallonie. Actuellement, les mécanismes d'incitation encouragent son utilisation pour la production d'électricité, au détriment de son injection dans le réseau de distribution. Cette orientation pourrait, à terme, accroître la dépendance de la Wallonie aux importations, limitant sa souveraineté énergétique et exposant les consommateurs à des fluctuations de marché.

Une révision des leviers d'incitation actuels est donc stratégique afin d'optimiser l'utilisation du biométhane local et de garantir une couverture adéquate des besoins résiduels en gaz. Cela pourrait

[31] Rosenow, J. (2024). A meta-review of 54 studies on hydrogen heating. Cell Reports Sustainability

inclure une réévaluation des mécanismes de soutien à la cogénération, des incitants à l'injection et une planification intégrée des usages du biogaz et du biométhane.

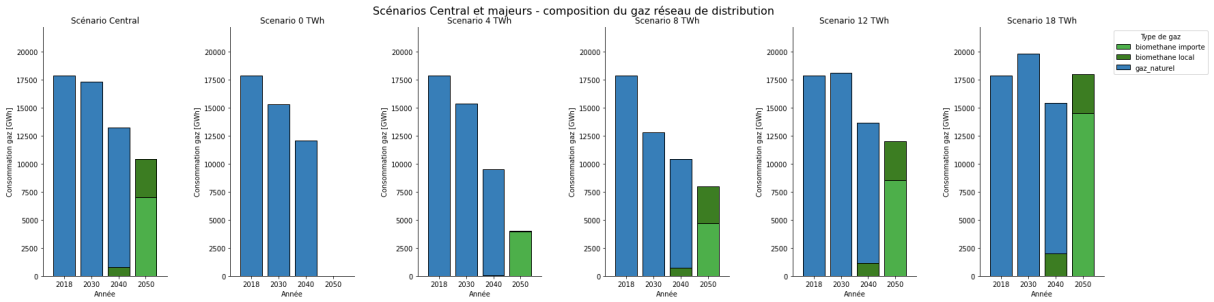


Figure 58 : Evolution de la composition du gaz pour les sous-scenarios 0TWh, 4TWh, 8TWh, 12TWH et 18TWh aux horizons 2030, 2040 et 2050.

4. Optimisation du réseau et gestion des coûts

4.1. Favoriser la proximité locale assure un potentiel important et stable de biomasse collectable

Le potentiel annuel communal de biométhane a été estimé par l'étude Valbiom (2019). La présente étude a elle cherché à estimer le potentiel collectable tenant compte du réseau résiduel projeté en 2050 par la cartographie. La méthode a donc mis la priorité sur la collecte de biomasse locale en dérivant ce potentiel depuis les secteurs statistiques avec réseau résiduel. Ce calcul de potentiel diffère néanmoins selon le niveau d'auto-suffisance (potentiel ≥ consommation) d'une commune. En cas de d'auto-suffisance, c'est l'ensemble du potentiel communal qui est considéré comme collectable alors qu'en cas de non-auto-suffisance, c'est le potentiel présent dans un rayon de 10km qui est considéré comme collectable.

L'analyse cartographique montre que favoriser la collecte de biomasse locale à proximité du réseau permet d'assurer un potentiel collectable (~70%) important et stable peu importe le scénario. Il apparaît donc intéressant de rendre le réseau résiduel connectable à unité production locale plutôt que d'envisager l'acheminement longue distance, et hors zones de réseau résiduel, de biomasse de tous coins de la Wallonie voire plus loin encore.

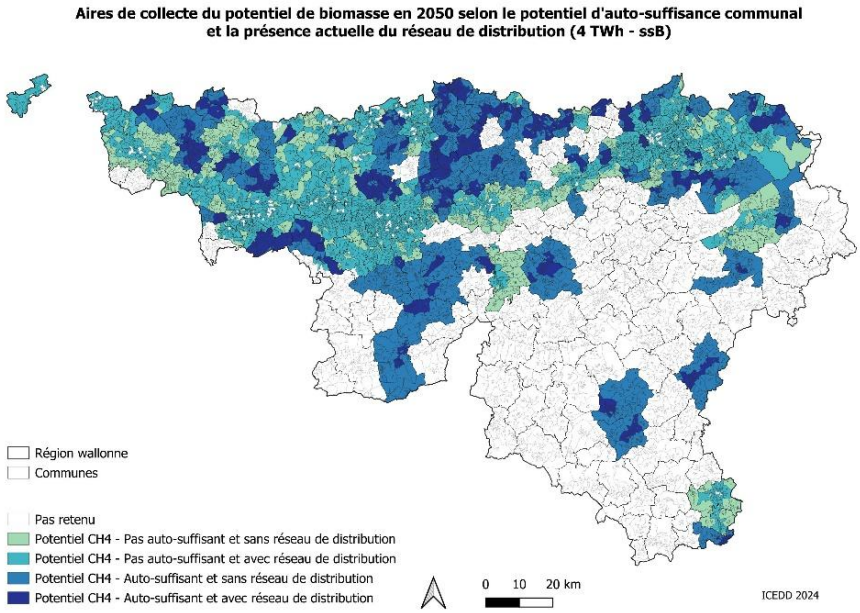
L'analyse montre donc que le potentiel collectable dépend davantage de la présence du réseau résiduel et de sa localisation que de son étendue. Ce constat peut être nuancé étant donné les hypothèses fortes du critère de proximité : il suffit d'un seul secteur statistique retenu pour qu'une zone importante – toute une commune ou un rayon de 10km – soit considérée à potentiel collectable. Cependant, les réseaux de distribution forment des ensembles cohérents et connectés (i.e. SRA) qui ne seront jamais des îlots déconnectés. Il apparaît donc acceptable de partir d'un seul secteur statistique comme base de calcul pour le potentiel collectable.

En regardant les résultats plus finement, les secteurs présentant une forte densité de consommation en 2023, notamment le long du sillon Sambre et Meuse, sont ceux qui restent les plus longtemps raccordés au réseau. Même dans les scénarios de forte réduction de la consommation de gaz (4 et 8 TWh en 2050), la part du potentiel de biomasse collectable dans le réseau demeure élevée (70%) par rapport au potentiel wallon de biomasse méthanisable.

Même avec un réseau réduit de plus de 50 % (scénario 4TWh ssB), le réseau de gaz maintenu est situé dans des zones stratégiques de production de biomasse, facilitant l'injection de biométhane à proximité des sites de production. Cette configuration optimise l'intégration du biométhane sans nécessiter de transport long jusqu'à une unité centralisée d'épuration et d'injection. Il est à noter que le réseau de

distribution pourrait également être utilisé en partie pour alimenter le réseau de transport via la technique de rebours.

Par ailleurs, un réseau plus étendu n'entraîne pas nécessairement une augmentation du volume de biomasse collectable, sauf dans les scénarios extrêmes (18TWh ssA et ssC) qui maintiennent la consommation actuelle de gaz et prolongent la couverture du réseau. Ces scénarios permettraient une mobilisation totale du potentiel de biométhane collectable, mais nécessite une quantité importante de biométhane importé – qui semble peu réaliste.



4.2. Rythme de décommissionnement et impact sur les coûts de distribution

Les analyses réalisées dans le cadre de cette étude montrent également que l'évolution des coûts de distribution est directement influencée par le rythme de décommissionnement du réseau. Plus les décommissionnements sont tardifs, moins ils impacteraient la hausse des coûts pour les utilisateurs.

En effet, les simulations révèlent que les décommissionnements effectués après 2040 ont un impact plus limité sur les coûts de distribution, car le réseau aura déjà subi une dépréciation importante. Le revenu autorisé (RA) évolue selon deux phases principales :

- Dans un premier temps, il serait principalement influencé par l'amortissement des infrastructures (CAPEX).
- Dans un second temps, il dépendrait davantage des coûts d'exploitation (OPEX), eux-mêmes liés au nombre d'utilisateurs restants.

Compte tenu de la répartition équitable des coûts entre les utilisateurs du réseau, le secteur résidentiel est celui qui subit le plus fortement la hausse des coûts de distribution (en valeur absolue) lorsque le nombre de consommateurs diminue.

Les recommandations stratégiques suivantes visent à accompagner la transition énergétique tout en limitant les impacts financiers sur les GRDs et les usagers.

Pour le régulateur, il serait utile d'adapter la méthodologie tarifaire (art. 26) afin de permettre un amortissement progressif des actifs déclassés, étalé sur plusieurs années, réduisant ainsi l'impact sur les revenus autorisés. Le régulateur pourrait également jouer un rôle dans l'élaboration des plans de déclassement (directive 2024/1788, art. 57) et envisager des mécanismes tarifaires équitables pour compenser la baisse des volumes distribués

Pour les GRDs, il est recommandé de cartographier et de déclasser progressivement les infrastructures peu utilisées ou vétustes, tout en considérant le raccordement des clients potentiels proches du réseau pour concentrer la consommation et réduire les coûts unitaires. La reconversion de certaines conduites, notamment pour le transport de CO_2 dans les zones industrielles, pourrait limiter les actifs perdus.

5. Prise en compte des stranded assets dans la méthodologie tarifaire

L'anticipation des évolutions du réseau jusqu'en 2050 offre une opportunité unique pour limiter l'impact économiques lié à l'existence de stranded *assets* (actifs échoués). Un signal clair envoyé 25 ans à l'avance permettrait d'éviter les conséquences financières liées à la dépréciation brutale d'actifs non rentabilisés. L'étude met en évidence l'intérêt de démarrer dès à présent un processus progressif de décommissionnement afin d'amortir son impact sur les utilisateurs du réseau.

L'analyse des sous-scénarios 0TWh montre bien que la vitesse d'amortissement des actifs impacte de manière relativement importante le RA et donc les couts de distributions. Le sous-scénario B, avec un amortissement accéléré, permet de réduire les couts de distribution d'environ 35 à 40% par rapport aux sous-scénario A et C avec un amortissement linéaire. Anticiper l'amortissement des actifs permet donc de limiter l'impact sur les URD.

Toutefois, en raison des incertitudes quant à la mise en œuvre des politiques énergétiques à venir, il reste difficile de définir une trajectoire unique et figée. L'impact tarifaire pour les utilisateurs du réseau de distribution (URD) semble inévitable dans tous les scénarios, mais il peut être atténué si la transition est planifiée de manière anticipée et structurée.

Il serait pertinent d'introduire un cadre de **gestion des risques des actifs échoués** dans la méthodologie tarifaire. Ce cadre devrait être à la fois **robuste et évolutif**, s'adaptant aux transformations du secteur énergétique. Pour cela, il est essentiel d'établir un lien clair entre les investissements des GRD et la régulation tarifaire, en introduisant une différenciation dans les actifs en fonction de leur avenir prévisible.

Afin de mieux gérer les investissements dans un contexte de transition énergétique, il conviendrait d'adopter une **approche différenciée** pour le traitement tarifaire des actifs, selon leur statut :

- **Actifs amortis avant 2050** vs. **actifs non amortis à cet horizon**.
- **Actifs présentant un risque de dépréciation (stranded assets)** vs. **actifs réutilisables ou stratégiques pour la transition énergétique**.

Une telle classification permettrait :

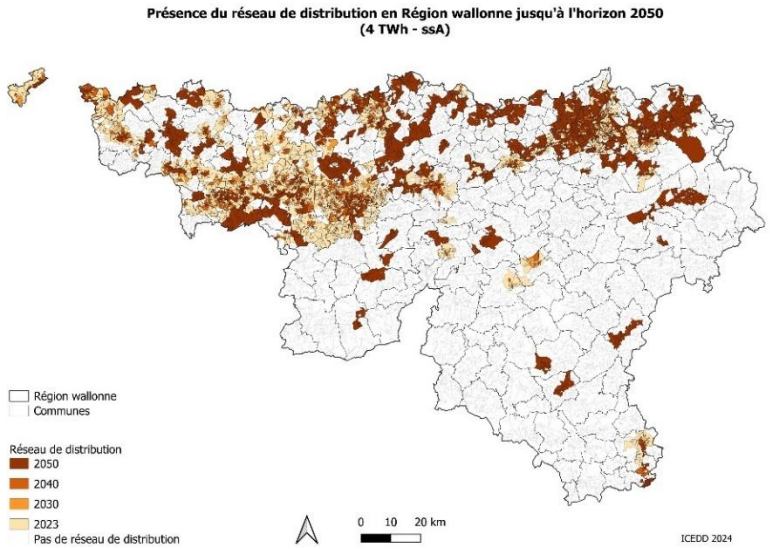
- **D'optimiser l'amortissement des infrastructures existantes**, en introduisant un amortissement progressif ou accéléré selon les cas, afin d'éviter des hausses tarifaires brutales à long terme.
- **D'inciter les GRD à rationaliser leurs investissements**, en priorisant :
  - Les infrastructures qui seront pleinement amorties à l'horizon 2050.
  - Les actifs pouvant être réutilisés dans le cadre de la transition énergétique.
  - Les investissements strictement nécessaires à court ou moyen terme pour garantir la sécurité et la continuité du service.
- **D'adapter les stratégies d'investissement aux réalités du terrain**, en tenant compte du nombre d'utilisateurs projetés et des évolutions réglementaires aux niveaux européen, fédéral, régional et local.

Face aux incertitudes, une approche pragmatique et évolutive pourrait être envisagée.

5.1. Identification des zones stratégiques du réseau

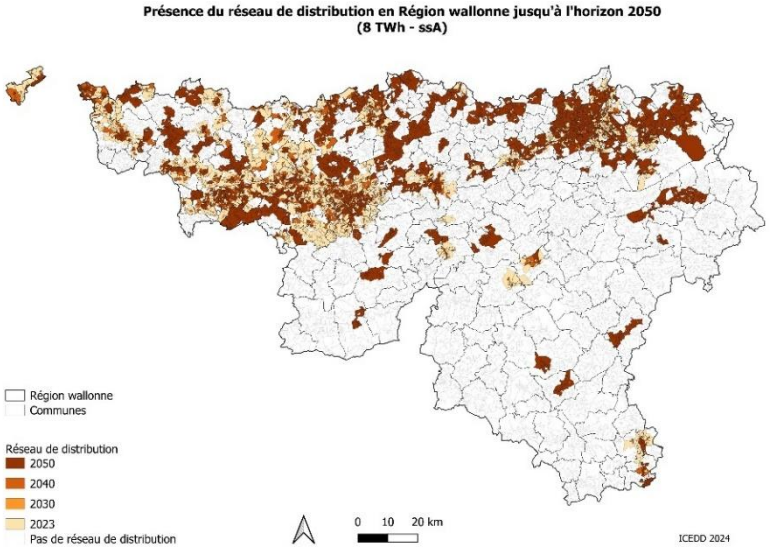
Les GRD ont l'obligation au niveau européen d'établir des plans de déclassement tels que visés à l'article 57 de la directive 2024/1788. Ainsi, les investissements doivent être ciblés et anticipés avec une réflexion à l'échelle des secteurs statistiques et des SRA. Ceci devra inclure une collaboration accrue avec les communes impliquées et autres parties prenantes, comme prévu dans la directive UE 2024/1788 (art13).

L'analyse cartographique de la présente étude permet d'identifier des zones stratégiques, par exemple en considérant le futur réseau de gaz dans une vision de réduction importante de la consommation de gaz en 2050 (Scénario 4 ssa). Ces résultats résultent de la méthodologie du scoring lié au nombre de clients, au nombre de clients résidentiels potentiellement raccordables, au niveau de vétusté du réseau et les volumes prélevés par les consommateurs. Au plus ce score est élevé, au plus prioritaires sont les secteurs stats pour leur maintien dans le réseau à terme. Autrement, dit on 'supprime' le réseau dans les secteurs stats considérés non-prioritaires car faible score.

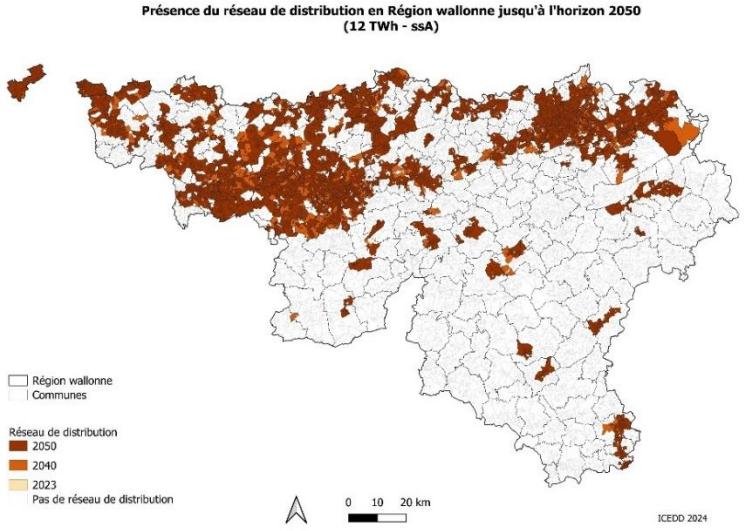


En comparaison avec le scénario 8TWh, il apparaît que la configuration du réseau projeté en 2050 diffère peu de celle du scénario 4TWh, confirmant une concentration du réseau dans les zones densément peuplées du sillon Sambre-et-Meuse, avec un maintien plus marqué dans le bassin liégeois et le Brabant wallon.

Sur la majorité des cartes de réseau, il est constaté que le rythme de décommissionnement serait plus rapide pour la région Charleroi-La Louvière-Mons, que chez le bassin liégeois.



Le scénario 12TWh ssA, en revanche, montre un maintien plus extensif du réseau, suggérant l'existence d'un point de bascule à partir duquel l'ampleur du réseau en 2050 dépend fortement du niveau de consommation de gaz.



Ces résultats illustrent clairement l'enjeu d'une planification différenciée et anticipée du réseau, afin d'éviter des investissements sous-optimaux tout en garantissant un service adapté aux besoins énergétiques futurs.

Les choix en matière de gestion du réseau devront être guidés par une vision stratégique intégrant les incertitudes liées à l'évolution des politiques et des marchés énergétiques.

- Dans les zones où un maintien du réseau est essentiel, les investissements doivent être pensés dans une logique de long terme, intégrant les évolutions technologiques et la montée en puissance des gaz renouvelables.
- Dans les zones où l'avenir du gaz est plus incertain, il conviendrait d'adopter une approche flexible, laissant la possibilité d'ajuster les décisions en fonction des évolutions réglementaires et des besoins réels des consommateurs.

5.2. Mise en place d'une régulation plus flexible et préventive

Les choix en matière de gestion du réseau devront être guidés par une **vision stratégique intégrant les incertitudes** liées à l'évolution des politiques et des marchés énergétiques.

- **Dans les zones où un maintien du réseau est essentiel**, les investissements doivent être pensés dans une logique de long terme, intégrant les évolutions technologiques et la montée en puissance des gaz renouvelables.
- **Dans les zones où l'avenir du gaz est plus incertain**, il conviendrait d'adopter une approche flexible, laissant la possibilité d'ajuster les décisions en fonction des évolutions réglementaires et des besoins réels des consommateurs.

En fonction du degré de criticité des infrastructures, les investissements pourraient être répartis différemment :

  - Certaines infrastructures critiques pourraient bénéficier **d'un amortissement accéléré**, notamment pour des investissements non prioritaires pour la transition énergétique mais indispensables à court ou moyen terme (ex. : pour des raisons de sécurité).
  - Une **classification transparente des actifs** pourrait être introduite dans les méthodologies tarifaires, permettant aux GRD de proposer une catégorisation de leurs actifs dans leurs futurs plans d'investissement. Cette classification serait ensuite validée par le régulateur sur base de critères objectifs.

L'approche devrait permettre, en fonction de la classification des actifs et des investissements, de considérer un équilibre de **la répartition des risques entre les GRD et les utilisateurs**. L'objectif étant de limiter les investissements jugés évitables – et certainement en limitant au maximum impacts tarifaires des investissements évitables pour les URD. Dans le même temps, les investissements dans des zones stratégiques à long termes pourraient être financés par les URD et amortis sur une période plus longue.

L'introduction progressive d'une méthodologie tarifaire différenciée offrirait **un cadre évolutif**, adaptable à mesure que la transition énergétique se concrétise.

L'adaptation du cadre tarifaire et des stratégies d'investissement des GRD est un levier essentiel pour réussir la transition énergétique tout en maîtrisant les coûts pour les utilisateurs. L'adoption d'une méthodologie dynamique, combinant **classification des actifs, amortissement différencié et gestion préventive des risques**, permettrait d'accompagner l'évolution du réseau de manière progressive et optimisée.

6. Impacts économiques et financement de la transition

➢ Des impacts économiques différents en fonction des scénarios futurs

Dans les scénarios 8TWh, 12TWh et 18 TWh, les coûts de distribution qui seront appliqués aux différents URD évoluent de façon relativement modérée, avec des hausses inférieures à 20% entre 2023 et 2050. Comme on pouvait s'y attendre, plus les volumes distribués augmentent moins les coûts de distribution augmentent. Dans les scénarios 12 et 18 TWh, ils ont même tendance à se réduire à l'horizon 2040 ou 2050 suivant les sous-scénarios.

En revanche, le scénario 0TWh montre une hausse importante (+75%) des coûts de distribution en 2030, lié à un décommissionnement accéléré. Il est par ailleurs attendu une augmentation conséquente à l'approche de 2050, vu la consommation minime et les coûts de maintien d'une partie du réseau (OPEX et CAPEX). Comme ce scénario suppose que la consommation de gaz est nulle en 2050, il n'existe plus, par définition, de coûts de distribution en 2050. En revanche dans ce scénario 0TWh et même si le pas de temps (10 ans) utilisé pour l'analyse TIMES ne permet pas de connaître avec précision l'évolution des coûts de distribution sur une base annuelle entre 2040 et 2050, il est certain que les coûts de distribution vont continuer à augmenter très fortement pendant cette période. Il est très vraisemblable que durant cette période 2040 – 2050, les coûts de distribution franchiront des seuils (des points de basculement) qui accéléreront la chute du nombre de raccordements aux réseaux de distribution.

Le scénario 4 TWh et ses 3 sous-scénarios, sans être aussi extrêmes, montrent une relative stabilité des coûts de distribution jusqu'en 2040 puis de fortes hausses de ceux-ci en 2050 (hausses de 62 à 83% suivant les sous-scénarios) qui pourraient eux-aussi pousser un nombre important d'URD à ses détourner du réseau.

Si les coûts de distribution évoluent modérément dans la majorité des scénarios, il en va autrement du revenu autorisé (RA) des GRD. Très logiquement et à l'exception notable du scénario 18TWh, tous les autres scénarios présentent une chute marquée des volumes distribués. Même dans les scénarios 8TWh et 12TWh où les coûts de distribution restent relativement stables, le RA des GRD chute fortement. La baisse de RA entre 2023 et 2050 est comprise entre 40 et 44% dans les différents sous-scénarios 8TWh et entre 32 et 44% dans les différents sous-scénarios 12TWh.

➢ Un impact économique à prévoir pour les clients les plus vulnérables

D'un point de vue économique, les différents scénarios impliquent des répercussions financières sur les URD – notamment lié au coût du biométhane et aux répercussions de l'amortissement et/ou des investissements à consentir dans le réseau de gaz. La répercussion financière des évolutions du réseau et la décarbonation du gaz circulant dans le réseau résiduel sont des éléments constitutifs de la transition énergétique qu'il faut pouvoir anticiper et le cas échéant corriger pour certains consommateurs plus vulnérables – à l'image des mesures prises dans le cadre de RePowerEU.

Différents modes de financement sont décrits en annexe 6 de ce rapport. En effet, l'art 13 de la directive 2024/1788 stipule qu'il est nécessaire d'assurer la protection des consommateurs, et plus particulièrement les consommateurs vulnérables et des clients en situation de précarité énergétique, notamment au travers l'utilisation de financement publics et de mécanismes et de financement mis en place au niveau de l'UE. Par ailleurs, la possible reconversion de certaines conduites permettrait de limiter les actifs perdus pour les GRDs, cette piste pourrait notamment être étudiée pour le transport de CO2. Plus précisément, cela aurait de l'intérêt pour les conduites proches d'industries[32].

[32] Actuellement, les technologies de capture de carbone se concentrent principalement sur les installations de grande taille connectées au réseau Fluxys, telles que les fours industriels, les centrales TGV ou les industries émettant du CO2 lié au procédé (ex : chaux). Cependant, il est envisageable qu'à l'avenir, des solutions adaptées à des applications légèrement plus petites puissent être développées, permettant ainsi de capturer et de valoriser le CO_2 émis par ces sources, potentiellement proches du réseau de distribution existant.

7. Vers une transition progressive et équilibrée

L'étude confirme plusieurs constats de la directive 2024/1788 :

- Le biométhane comme vecteur de transition.
- Une réduction progressive des infrastructures gazières : via le déclassement stratégique des réseaux de distribution de gaz naturel.
- Un cadre tarifaire adapté, équitable et tenant compte de la protection des consommateurs vulnérables.

L'avenir des réseaux de gaz en Wallonie repose sur une transition progressive et équilibrée

Les recommandations proposées visent à garantir une transition énergétique viable et économiquement soutenable. Un phasing-out du gaz fossile réussi nécessitera :

- Une planification stratégique et différenciée du réseau.
- Une méthodologie tarifaire adaptée pour amortir les actifs.
- Un financement structuré et équitable.
- Une coordination étroite entre l'ensemble des administrations publiques concernées, les GRD et le régulateur.

Les mesures doivent garantir une transition équitable et économiquement viable, tout en répondant aux objectifs climatiques. L'accent doit être mis sur la planification, le financement, l'innovation, et la collaboration pour assurer une transition énergétique durable et résiliente.

Références

AMORCE. (2016). *Coûts de raccordement des réseaux de chaleur & Dispositifs de soutien.*

Commission européenne. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.* Récupéré sur https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-07/hydrogen_strategy_0.pdf

Commission Européenne. (2022). *Overview of markets and regulatory frameworks under the revised Renewable Energy Directive.* doi:10.2833/96390

CWaPE. (2024). *Bilan de la situation du marché du gaz pour l'année 2023.* Récupéré sur https://www.cwape.be/publications/document/5806

EU GeoCapacity project. (2008). *D16 WP2 Report Storage Capacity.*

Fluxys. (2022). *Information Memorandum for CO2 infrastructure.*

France Chaleur Urbaine. (2024). *Combien coûte un raccordement ?* Récupéré sur https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr/ressources/cout-raccordement?utm_source=chatgpt.com

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen.* Récupéré sur https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2019/06/the-future-of-hydrogen_2d59d5dd/1e0514c4-en.pdf

Mathieu, B. (2024). *Accord de gouvernement wallon: fin des certificats verts, fusion des GRD et pari sur l'hydrogène.* l'Echo. Récupéré sur https://www.lecho.be/dossiers/elections-en-belgique/accord-de-gouvernement-wallon-fin-des-certificats-verts-fusion-des-grd-et-pari-sur-l-hydrogene/10555296.html?utm_source=chatgpt.com

ORES. (2025). *La facture de gaz*. Récupéré sur https://www.ores.be/tarifs-facture/facture-gaz

Parlement et Conseil Européen. (2024). *DIRECTIVE (UE) 2024/1788 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE.* Journal Officiel de l'Union Européenne. Récupéré sur https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401788

Parlement et Conseil Européen. (2024). *RÈGLEMENT (UE) 2024/1789 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène.* Journal officiel de l'Union Européenne. Récupéré sur https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401789

Plan, B. F. (2022). *Perspectives de l'évolution de la demande de transport (édition 2022) - Annexe statistique.* Récupéré sur Bureau fédéral du Plan, Analyses et prévisions: https://www.plan.be/fr/donn%C3%A9es/perspectives-de-levolution-de-la-demande-de

Statbel, B. f. (2021). *Perspectives de ménages 2020-2070.* Récupéré sur Bureau Fédéral du Plan, Analyses et prévisions: https://www.plan.be/fr/donn%C3%A9es/perspectives-de-menages-2020-2070

VALBIOM. (2019). *cadastre de la biomasse wallonne valorisable énergétiquement.*

Annexes

Liste des annexes

Annexe 1 - compléments sur les hypothèses et résultats

Annexe 2 – outil de calcul des *delivery costs*

Annexe 3 – base de données pour l'outil de calcul des coûts de distribution

Annexe 4 – résultats complémentaires de l'outil DC

Annexe 5 – revue de littérature technique

Annexe 6 – sources de financement

Annexe 1 - compléments sur les hypothèses et résultats

Analyse des secteurs industriels inclus dans l'analyse des coûts de distribution

Sur base des bilans énergétiques wallons, il a été possible d'identifier quels sont les secteurs industriels quasiment complètement alimenté par le réseau de transport.

L'analyse plus fine est montrée dans le tableau ci-dessous.

	Distribution	Transport	Consommation totale (MWh)
IAM (Engrais)	3,08%	96,92%	1 117 737,43
IBO (Bois)	94,39%	5,61%	45 476,56
ICH (chimie – autres)	11,09%	88,91%	4 666 275,04
ICM (Ciment)	0,65%	99,35%	181 005,82
IFO (Food – autres)	69,98%	30,02%	1 728 960,05
IGF (Verre plat)	0,92%	99,08%	1 442 869,91
IGH (verre creux)	0,46%	99,54%	882 043,20
IIS (sidérurgie)	0,29%	99,71%	2 556 446,93
ILM (chaux)	1,03%	98,97%	422 476,40
IML (lait)	26,22%	73,78%	394 795,19
INM (Min. Non métalliques)	75,92%	24,08%	489 201,10
IOI (Autres)	64,59%	35,41%	824 635,39
IPO (Pomme-de-terre – frites)	73,43%	26,57%	476 880,83
IPP (Papier)	17,25%	82,75%	627 428,52
ISG (Sucre)	10,12%	89,88%	898 767,09
INF (Non-ferreux)	10,26%	89,74%	150 658,59
Total	**23,13%**	**76,87%**	**17 905 658,04**

En orange se trouvent les secteurs qui ont été considérés comme uniquement desservis par le réseau de transport. Les secteurs en blancs sont ceux pour lesquels la répartition entre distribution et transport a été considérée dans la modélisation TIMES.

Points de basculement selon l'évolution des coûts de distribution

L'analyse de sensibilité des *delivery costs* par rapport au scenario central a permis d'identifier les « points de basculement ». Le tableau ci-dessous reprend avec précision les niveaux de consommation de gaz à différents horizons selon l'évolution des coûts de distribution.

Année	Type de consommateur	Scenario central	Coûts de distribution + 50%	Coûts de distribution + 100%	Coûts de distribution + 200%	Coûts de distribution + 400%	Coûts de distribution + 600%
2018	Tertiaire	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44
2018	Industrie	4.60	4.60	4.60	4.60	4.60	18.40

2018	Résidentiel	8.80	8.80	8.80	8.80	8.80	8.80
2018	Transport	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
2030	Tertiaire	2.36	2.36	3.09	1.17	0.01	0.11
2030	Industrie	1.19	1.19	0.36	0.36	0.36	3.70
2030	Résidentiel	7.38	7.38	0.64	0.64	0.04	0.04
2030	Transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2040	Tertiaire	2.76	2.76	2.56	1.44	0.27	0.16
2040	Industrie	0.21	0.21	0.19	0.21	0.25	2.62
2040	Résidentiel	8.16	8.16	5.06	4.45	1.65	0.00
2040	Transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2050	Tertiaire	2.76	2.76	3.08	1.48	0.08	0.06
2050	Industrie	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	2.49
2050	Résidentiel	6.56	6.56	5.63	4.97	2.60	0.00
2050	Transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Année	Secteur	Scenario central	Coûts de distribution + 50%	Coûts de distribution + 100%	Coûts de distribution + 200%	Coûts de distribution + 400%	Coûts de distribution + 600%
2 018	Industrie	4.61	4.61	4.61	4.61	4.61	4.61
2 018	Résidentiel	8.80	8.80	8.80	8.80	8.80	8.80
2 018	Tertiaire	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44
2 018	Transport	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
2 020	Industrie	5.40	5.40	5.41	5.40	2.49	2.93
2 020	Résidentiel	10.10	10.10	7.83	6.16	3.35	2.56
2 020	Tertiaire	6.65	6.65	6.67	6.68	6.30	4.32
2 020	Transport	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
2 030	Industrie	3.55	3.55	3.00	2.97	0.36	0.36
2 030	Résidentiel	9.93	9.93	4.46	0.64	0.04	0.04
2 030	Tertiaire	3.83	3.83	3.95	3.58	0.01	0.01
2 030	Transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2 040	Industrie	0.32	0.32	0.32	0.59	0.29	0.59
2 040	Résidentiel	9.27	9.27	6.42	4.32	0.90	0.87
2 040	Tertiaire	3.65	3.65	3.52	3.15	0.01	1.12
2 040	Transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2 050	Industrie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2 050	Résidentiel	6.87	6.87	5.47	4.97	0.02	0.00
2 050	Tertiaire	3.53	3.53	3.16	0.86	0.01	0.01
2 050	Transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tableau 52 : Points de basculement de la consommation de gaz à différents horizons selon l'évolution des coûts de distribution. L'unité est le TWh.

Annexe 2 – outil de calcul des delivery costs

Architecture

Le schéma ci-dessous montre l'architecture de l'outil, et précise où se trouveront les données d'entrées (avec les itérations), les calculs et les données de sortie.

Figure 59 : Schéma de l'architecture proposée de l'outil de calcul des delivery costs.

Annexe 3 – base de données pour l'outil de calcul des coûts de distribution

Tableau base de données

Donnée	Valeur	Unité	Source	Remarques
Année de référence	2023	-	-	-
Pourcentage de rendement (égale au coût moyen pondéré du capital)	4,027	%	Méthodologie tarifaire 2025 - 2029 (art.32)	
Taux moyen d'amortissement sur l'ensemble des assets du réseau	3,5	%	Hypothèse	Hypothèse validée avec la CWaPE
Durée de l'amortissement des conduites	50	Année	Méthodologie tarifaire 2025 - 2029 (art.26)	
Amortissement annuel des conduites	2	%	Méthodologie tarifaire 2025 - 2029 (art.26)	
Facteur qui permet de minimiser le décommissionnement	90	%	Hypothèse	Facteur qui sera appliqué à toutes les longueurs de décommissionnement qui sont encodées dans ce fichier
Taux d'inflation moyen entre 1975 et 2023.	3,36	%	Statbel: https://bestat.statbel.fgov.be/bestat/crosstable.xhtml?view=36f1210e-98e1-4286-b26c-e4c2690c1ee6	Taux utilisé dans le calcul de la valeur résiduelle pour déterminer le coût d'investissement initial
Coût d'investissement pour une extension de réseau basse pression	324,8	€/m	Mail de Renaud FLECHET (CWaPE) - coûts unitaires gaz 2023 - correction	Moyenne des coûts d'extensions entre ORES et RESA
Coût d'investissement pour une extension de réseau moyenne pression	325,4	€/m	Mail de Renaud FLECHET (CWaPE) - coûts unitaires gaz 2023 - correction	Moyenne des coûts d'extensions entre ORES et RESA

Valeur des OPEXs controllables pour l'année de référence	101960564	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Valeur des OPEXs non controllables pour l'année de référence	33761276	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Valeur des amortissements hors plus-value pour l'année de référence	69796780	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Valeur de la RAB pour l'année de référence	1737638867	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Valeur de la plus-value pour l'année de référence	338834767	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Valeur de l'amortissement de la plus-value pour l'année de référence	6257506	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Valeur de la MBE pour l'année de référence	13644876	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Valeur de la MBE liée à la plus-value pour l'année de référence	69974717	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"
Revenu autorisé total (RESA + ORES) pour l'année de référence	317601828	€	Fichiers "20241120 ORES ICEDD" et "20241120 RESA - ICEDD" fournis par la CWaPE	Voir feuille "Comptes_2023"

Nombre total de client pour RESA et ORES pour l'année de référence	784112	-	Fichier "RA 2025-2029 - Gaz pour ICEDD" fourni par la CWaPE	Voir feuille "Conso 2023". La somme des clients résidentiels et profesionnels n'est pas égale au nombre de EAN totaux car pour le nombre de EAN totaux, on s'est basé sur les données fournies par la CWaPE en vue de calculer un coût OPEX par client (valeur des OPEX totaux également fournis par la CWaPE) alors que pour les clients résidentiels et non résidentiels, on s'est basé sur les données des GRDs. En effet, les données de la CWaPE étant sous la classification selon la méthodologie tarifaire, nous ne savions pas faire directement la distinction entre résidentiel et professionnel.
Nombre total de client résidentiel pour RESA et ORES pour l'année de référence	720879	-	ORES et RESA	Voir feuille "Conso 2023"
Nombre total de client professionnel pour RESA et ORES pour l'année de référence	90660	-	ORES et RESA	Voir feuille "Conso 2023"
Consommation des clients professionnels pour RESA et ORES pour l'année de référence	9287	GWh	ORES et RESA	Voir feuille "Conso 2023"
Tarif du client 1 exprimé en base tarif client 1	100,00	%	Les tarifs pour chaque type de client ont été fournis par la CWaPE	Voir feuille "Tarifs_actuels"
Tarif du client 2 exprimé en base tarif client 1	60,00	%	Les tarifs pour chaque type de client ont été fournis par la CWaPE	Voir feuille "Tarifs_actuels"
Tarif du client 3 exprimé en base tarif client 1	15,37	%	Les tarifs pour chaque type de client ont été fournis par la CWaPE	Voir feuille "Tarifs_actuels"
Coût à ajouter au coût de distribution pour donner à TIMES pour le type de client 1	13,62	€/MWh	Les tarifs pour chaque type de client ont été fournis par la CWaPE	Voir feuille "Tarifs_actuels"

Coût à ajouter au coût de distribution pour donner à TIMES pour le type de client 2	0,86	€/MWh	Les tarifs pour chaque type de client ont été fournis par la CWaPE	Voir feuille "Tarifs_actuels"
Coût à ajouter au coût de distribution pour donner à TIMES pour le type de client 3	1,03	€/MWh	Les tarifs pour chaque type de client ont été fournis par la CWaPE	Voir feuille "Tarifs_actuels"
Objectif à atteindre pour la valeur de la RAB en 2050 dans le scénario 0 sous-scénario B	1	%	Hypothèse	Dans le Sceb0_ssB on impose un taux d'amortissement constant pour la RAB tout au long de la période de calcul. La valeur de la RAB va donc suivre une exponentielle décroissante, il n'est pas possible d'atteindre une valeur de 0 sauf pour un nombre d'année infini. On prend comme hypothèse que atteindre 1% est considéré comme une RAB "nulle".
Objectif à atteindre pour la valeur de la RAB en 2050 dans le scénario 0 sous-scénario C	30	%	Hypothèse	Voir définition scénario

Tableau 53 : base de données utilisée par l'outil de calcul des coûts de distribution

Annexe 4 - résultats complémentaires pour l'outil DC

Les Tableau 54 et Tableau 55 regroupent des résultats chiffrés complémentaires aux graphiques présentés dans ce rapport. Attention, il est important de noter que ces résultats sont issus de l'outil DC et ne sont donc pas forcément les résultats finaux (dans les cas où l'outil TIMES est encore exploité après l'outil DC) sauf pour les kilomètres de réseaux. En effet, ceux-ci ont été identifiés au début des itérations par la cartographie et ne sont plus modifiés par après.

		Nombre de clients (en millier)				Nombre de clients résidentiel (en millier)				Nombre de clients pro (en millier)				Nombre de clients nouveaux logements (en millier)			
		2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
Scenario 0	**A**	802	686	628	0	712	611	596	0	91	74	33	0	0	0	0	0
	B	802	634	631	0	712	562	594	0	91	72	37	0	0	0	0	0
	C	802	696	609	0	712	624	554	0	91	73	30	0	0	0	25	0
Scenario 4	**A**	802	839	754	460	712	738	688	458	91	101	66	2	0	0	0	0
	B	802	996	1281	289	712	856	1165	283	91	51	58	7	0	90	59	0
	C	802	839	754	460	712	738	688	458	91	101	66	2	0	0	0	0
Scenario 8	**A**	802	988	1106	671	712	907	1049	648	91	80	56	23	0	0	0	0
	B	802	1042	1191	774	712	978	839	765	91	64	31	9	0	0	321	0
	C	802	988	1096	667	712	907	1042	648	91	81	54	19	0	0	0	0
Scenario 12	**A**	802	1013	955	892	712	916	900	845	91	97	56	46	0	0	0	0
	B	802	901	1025	712	712	712	712	712	91	57	8	0	0	132	305	0
	C	802	1013	958	890	712	917	900	843	91	95	58	46	0	0	0	0
Scenario 18	**A**	802	963	1352	1354	712	859	1319	1318	91	104	33	36	0	0	0	0
	B	802	1003	1426	1354	712	859	1318	1318	91	106	33	36	0	39	75	0
	C	802	1203	1359	1115	712	951	1043	1026	91	87	53	89	0	165	264	0

Tableau 54: résultats complémentaires de l'outil DC – partie 1

		Part du RA associée aux OPEXs [M€]				Part du RA associée aux CAPEXs [M€]				km réseau				Volume consommé [GWh]			
		2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050	2023	2030	2040	2050
Scenario 0	**A**	136	121	111	0	160	156	87	67	14.587	11.798	11.020	0	17,6	12,6	7,3	0
	B	136	114	111	0	160	122	21	7	14.587	11.398	10.395	0	17,6	12,5	8,23	0
	C	136	122	108	0	160	138	82	69	14.587	12.247	11.640	0	17,6	12,64	7,3	0
Scenario 4	**A**	136	140	131	89	160	123	69	50	14.587	11.277	10.600	7.917	17,6	17,4	12,6	4
	B	136	161	193	60	160	114	77	57	14.587	14.587	14.587	6.615	17,6	15	20,2	4
	C	136	140	131	89	160	122	70	50	14.587	11.435	10.793	8.089	17,6	17,4	12,6	4
Scenario 8	**A**	136	160	174	113	160	116	75	53	14.587	13.410	12.013	10.046	17,6	16,2	13,3	8
	B	136	167	183	121	160	114	77	56	14.587	14.587	14.587	9.377	17,6	17,2	13,9	8
	C	136	160	173	112	160	115	76	55	14.587	13.580	12.385	10.274	17,6	16,2	13,3	8
Scenario 12	**A**	136	163	156	144	160	114	77	56	14.587	14.587	14.587	13.744	17,6	18,6	13,6	12
	B	136	149	160	109	160	114	77	56	14.587	14.587	14.587	14.484	17,6	20,6	15,8	12
	C	136	163	157	143	160	114	77	56	14.587	14.587	14.587	13.841	17,6	18,1	13,6	12
Scenario 18	**A**	136	157	209	202	160	114	135	97	14.587	14.587	16.953	16.953	17,6	20,3	17,3	18
	B	136	162	219	202	160	114	77	56	14.587	14.587	14.587	14.587	17,6	20,5	17,3	18
	C	136	188	208	171	160	208	143	102	14.587	18.443	18.443	18.443	17,6	19,8	15,4	18

Tableau 55 : résultats complémentaires de l'outil DC – partie 2

Annexe 5 – Revue de littérature technique

Dans cette section, les différentes possibilités techniques concernant l'évolution de l'usage du réseau de gaz seront développées. Cette analyse va permettre d'alimenter les réflexions autour des sous-scenarios et de leur feuille de route.

1. Biométhane

1.1. Contexte

La première option consiste à injecter du biométhane dans le réseau de gaz. Il est important de ne pas confondre le biométhane avec le biogaz. Le biogaz est le résultat de la biométhanisation, procédé qui consiste en la fermentation de matière organique. En pratique, des microorganismes dégradent de la matière organique dans un espace sans oxygène appelé digesteur. Ensuite, ce biogaz composé de 50 à 60% de méthane subit une étape d'épuration (séparation du méthane et du CO_2) pour atteindre une composition entre 95% et 98% de méthane. En résumé, le biométhane est donc un biogaz qui a été purifié (CWaPE 2019).

D'autres technologies, moins matures, à l'heure actuelle, permettent également de produire du biométhane : la conversion d'électricité en gaz et la pyrogazéification (Mertins et al. 2023).

Le biométhane possède une proportion de méthane similaire au gaz naturel présent actuellement dans les conduites. Il sera donc possible d'injecter ce biométhane dans les infrastructures existantes. Il faut néanmoins noter que la majorité du potentiel de production du biogaz (et donc biométhane) se trouve dans les zones agricoles où la quantité de biomasse est importante, ce qui ne correspond pas toujours aux zones de consommation.

1.2. Aspects techniques

Etant donné que les caractéristiques du gaz naturel et celles du biométhane sont similaires, aucune adaptation du réseau n'est nécessaire (Engie 2023). Le challenge et les contraintes principales pour injecter le biométhane dans le réseau de gaz existant résident donc dans l'épuration du biogaz, dans la localisation des zones d'injection et la capacité d'accueil du réseau. Les coûts d'installation pour connecter une installation de biométhane seront dépendant de la distance entre celle-ci et le réseau actuel.

1.3. Coûts d'adaptation des infrastructures

Les seuls coûts d'adaptations notables et qui sont retenus dans l'étude sont ceux liés à la connexion entre l'endroit d'épuration et le point d'injection au réseau (via les facteurs correctifs appliqués aux longueurs de réseau, voir Partie C §4.2.5.1). Au regard des données disponibles relatives au potentiel biométhane, il n'est pas possible d'estimer les coûts d'adaptation, qui seront à charge des producteurs. À titre d'information, les cabines d'injection à charge des GRDs (environ 450k€/cabine).

Il est cependant intéressant de noter que le coût du biométhane est plus important que celui du gaz naturel (Mertins et al. 2023).

2. Hydrogène pur

La conversion des infrastructures existantes pour transporter de l'hydrogène pur semble, à première vue, une alternative. Cependant, plusieurs obstacles techniques, économiques et logistiques rendent cette option peu réaliste.

Néanmoins, il peut être mentionné la nécessité par les GRDs d'inclure dans leur plan de déclassement « la liste des infrastructures qui doivent être déclassées, notamment en vue d'assurer la transparence en ce qui concerne l'éventuelle réaffectation de ces infrastructures au transport d'hydrogène », selon la directive 25024/1788 art 57§c.

2.1. Problèmes techniques et sécurité

Les pipelines existants, conçus pour transporter du gaz naturel, ne sont pas adaptés à l'hydrogène pur sans modifications majeures. L'hydrogène est une molécule plus petite que le méthane, ce qui entraîne des risques accrus de fuite, de corrosion et d'endommagement des matériaux métalliques, notamment ceux qui ne sont pas prévus pour résister à la réduction de la ductilité du matériau due à l'hydrogène (Commission européenne, 2020).

De plus, les pressions nécessaires pour transporter de l'hydrogène pur diffèrent fortement de celles utilisées pour le gaz naturel ou le CO_2. Cela impliquerait des modifications majeures des infrastructures existantes, notamment en ce qui concerne les systèmes de pressurisation et la résistance des conduites, qui ne sont pas conçus pour supporter ces nouvelles contraintes (IEA, 2019).

Enfin, l'hydrogène est hautement inflammable et pose des défis de sécurité majeurs, notamment en milieu urbain où les infrastructures passent souvent sous des zones densément peuplées.

2.2. Contraintes économiques

La conversion des infrastructures de gaz naturel en transporteurs d'hydrogène nécessiterait des investissements massifs pour garantir la sécurité et la performance des pipelines. Selon des études internationales (IEA, 2019), les coûts de conversion par kilomètre de pipeline peuvent être exorbitants et varient selon l'état du réseau existant.

Par ailleurs, en Belgique, la production et la demande en hydrogène pur restent limitées et concernent principalement des secteurs industriels spécifiques (par exemple, la pétrochimie ou l'acier). La création d'une infrastructure massive pour l'hydrogène serait donc disproportionnée par rapport aux besoins actuels.

3. Réseau de chaleur

Les réseaux de chaleur, qui transportent de l'eau chaude pour le chauffage des bâtiments et les usages industriels, représentent une autre alternative souvent évoquée. Cependant, leur mise en œuvre à grande échelle présente également des limites importantes qui rendent cette option non réaliste.

3.1. Contraintes géographiques

Les réseaux de chaleur sont viables principalement dans des zones urbaines très densément peuplées ou dans des zones industrielles où les besoins en chaleur sont concentrés. La viabilité des réseaux de chaleur dépend de la disponibilité de sources de chaleur résiduelle (des industries ou des centrales de

cogénération). Or, les zones où de tels réseaux seraient avantageux, les travaux représenteraient de nombreuses contraintes techniques car il s'agit de zones urbaines. Ensuite, dans cette étude, les secteurs statistiques maintenus pour la distribution de gaz pour les scenarios 4, 8 et 12 TWh conservent les zones qui allient des centres urbains qui peuvent être compatibles avec des réseaux de chaleur pour la distribution de gaz, alors que ces dernières sont à proximité d'activités industrielles.

3.2. Contraintes techniques

Les conduites de gaz sont généralement en acier ou en plastique (PEHD), conçues pour transporter des gaz sous pression. En revanche, les réseaux de chaleur nécessitent des conduites isolées thermiquement pour minimiser les pertes d'énergie, souvent en acier **pré-isolé** avec des couches de protection. Les réseaux de chaleur fonctionnent généralement à des températures entre 70°C et 120°C, bien au-delà des capacités des conduites de gaz plastique (PEHD). **Les températures élevées peuvent entraîner une dégradation rapide des matériaux.**

Ainsi, il faudrait ajouter une **isolation thermique**, ce qui est presque impossible sur des conduites enterrées sans excavation. Or l'excavation est en pratique impossible en raison des travaux que cela représente et des coûts engendrés. Enfin, les réseaux de chaleur nécessitent des systèmes capables de transporter de grandes quantités d'eau à **basse pression**. Les conduites de gaz, conçues pour des fluides compressibles sous haute pression, ne sont pas adaptées pour gérer les caractéristiques des réseaux hydrauliques.

Selon les estimations européennes, le coût d'installation d'un réseau de chaleur neuf varie entre **500 000 et 1 000 000 €/km**, en fonction de la densité urbaine et de la complexité des travaux ((Commission Européenne, 2022). Une conversion nécessiterait des coûts similaires, voire supérieurs, car il faudrait :

- Excaver les conduites existantes.
- Ajouter des conduites isolées thermiquement.
- Installer des systèmes de pompage et des sous-stations dans les bâtiments raccordés.

À titre indicatif, voici des ordres de grandeur des coûts de conversion du réseau existant :

- **Remplacement des conduites non compatibles :** Environ **200 000 à 300 000 €/km** (AMORCE, 2016), simplement pour remplacer les conduites en plastique ou non isolées.
- **Ajout d'isolation :** Ce processus est impossible sans excavation et coûterait autant que l'installation de nouvelles conduites isolées.
- **Mise à niveau des bâtiments :** Chaque bâtiment raccordé nécessiterait une sous-station thermique (échangeur de chaleur) et des adaptations internes. Ces coûts varient entre **5 000 et 20 000 € par bâtiment** (France Chaleur Urbaine, 2024).

3.3. Contraintes d'exploitation

Les réseaux de chaleur subissent des pertes d'énergie importantes lors du transport sur de longues distances. Cela limite leur efficacité dans des régions où les utilisateurs sont dispersés. Par ailleurs, les réseaux de chaleur sont peu flexibles et ne peuvent pas répondre rapidement à des changements de demande ou à des besoins en énergie différenciés.

4. Réseau de CO2

Des points de vue technique et économique, la conversion du réseau existant pour le transport de CO2 semble l'option la plus réaliste, sous une série de contraintes.

4.1. Contraintes techniques

Les conduites de gaz naturel, conçues pour transporter du gaz sous pression, peuvent souvent être réutilisées après modifications mineures si elles respectent les spécifications suivantes :

- Pression de service : Les conduites de gaz naturel sont conçues pour des pressions similaires ou supérieures à celles nécessaires pour le CO_2.
- Matériaux résistants à la corrosion : Le CO_2 peut devenir corrosif en présence d'eau. Si les conduites sont fabriquées en acier de haute qualité ou si elles sont déjà équipées de revêtements anti-corrosion internes ou externes, elles sont adaptées après assèchement complet du CO_2.

Certaines conduites peuvent nécessiter des modifications telles que :

- Revêtements internes : Dans certains cas, des revêtements internes supplémentaires peuvent être nécessaires pour garantir la résistance à long terme au CO_2.
- Vannes et raccords : Les vannes, raccords et autres équipements doivent être adaptés au transport de CO_2 sous haute pression.

Enfin, le CO_2 transporté doit respecter des critères de qualité précis et qui sont encore à déterminer pour la Belgique.

4.2. Avantages économiques de la conversion

La conversion des conduites existantes est une solution qui permet de réduire les coûts par rapport à la construction d'un nouveau réseau de transport de CO_2. Elle permet une utilisation rapide des infrastructures existantes, ceci réduisant les délais de mise en œuvre (Fluxys, 2022).

4.3. Limites et défis de la conversion

Les conduites de gaz naturel sont souvent conçues pour transporter des volumes importants de gaz sous forme compressible. Pour le CO_2 (densité différente), des ajustements sont nécessaires pour gérer des volumes optimaux.

Aussi, la conversion des conduites doit être conforme aux réglementations locales et européennes sur le transport de CO_2, notamment les normes de sécurité et d'intégrité des pipelines.

Annexe 6 – Sources de financement

Afin de limiter l'impact sur les URDs, différents mécanismes de financement peuvent être mis sur pied. À titre indicatif et non-exhaustif, cette section énumère quelques possibilités.

4.4. Fonds européens pour les GRDs

4.4.1. Fonds de Transition Juste (FTJ - Just Transition Fund, JTF)

- Objectif : Soutenir les régions et les secteurs les plus touchés par la transition vers une économie neutre en carbone, notamment celles dépendantes des énergies fossiles.
- Domaines d'utilisation :
  - Reconversion des infrastructures de gaz fossile.
  - Soutien aux travailleurs et communautés affectées par le déclin des activités fossiles.
  - Investissements dans des projets d'énergie propre, comme l'électrification et les renouvelables.
- Budget : 17,5 milliards d'euros pour la période 2021-2027.
- En lien avec le phasing-out du gaz : les régions fortement dépendantes du gaz fossile peuvent solliciter ce fonds pour moderniser leurs infrastructures ou développer des alternatives énergétiques.

4.4.2. Plan RePowerEU

- Objectif : Réduire la dépendance de l'UE aux importations de combustibles fossiles (notamment gaz russe) et accélérer la transition vers les énergies renouvelables et l'électrification.
- Domaines d'utilisation :
  - Développement des énergies renouvelables (solaire, éolien).
  - Modernisation des réseaux électriques pour gérer les flux bidirectionnels.
  - Accélération de la production et de l'utilisation d'hydrogène vert.
- Budget : Intégré dans le cadre des fonds existants, notamment le Mécanisme pour la Relance et la Résilience (RRF), avec 225 milliards d'euros de prêts disponibles.
- En lien avec les GRDs : soutien au développement des infrastructures pour le biogaz et l'hydrogène, ainsi que l'adaptation des réseaux électriques aux nouvelles technologies.

4.4.3. Fonds Européen de Développement Régional (FEDER)

- Objectif : Réduire les disparités régionales en soutenant les projets de développement durable et de transition énergétique.
- Domaines d'utilisation :
  - Développement des infrastructures énergétiques locales, notamment les réseaux électriques intelligents.

  - Projets de chauffage urbain et d'efficacité énergétique.
  - Soutien aux communautés locales pour la production décentralisée d'énergie.
- En lien avec les politiques wallonnes : En Wallonie, le FEDER peut être mobilisé pour financer des projets d'électrification et d'amélioration des réseaux de distribution.

4.4.4. Mécanisme pour la Relance et la Résilience (RRF - Recovery and Resilience Facility)

- Objectif : Aider les États membres à se remettre de la crise liée à la COVID-19, tout en investissant dans la transition écologique et numérique.
- Domaines d'utilisation :
  - Projets d'énergies renouvelables.
  - Modernisation des infrastructures électriques pour gérer l'électrification massive.
  - Projets de mobilité durable et d'infrastructures pour les véhicules électriques.
- Budget : 723,8 milliards d'euros (dont une part dédiée au plan RePowerEU).
- En lien avec les GRDs : Financer des investissements nécessaires à l'adaptation des réseaux électriques pour intégrer les nouveaux usages.

4.4.5. Horizon Europe

- Objectif : Financer la recherche et l'innovation dans les technologies liées à la transition énergétique.
- Domaines d'utilisation :
  - Recherche sur l'optimisation des réseaux électriques.
  - Développement de solutions de stockage et d'hydrogène.
  - Innovations pour la production décentralisée et les réseaux intelligents.
- Budget : 95,5 milliards d'euros pour 2021-2027.
- En lien avec les GRDs et URDs : Les GRDs peuvent utiliser ce fonds pour expérimenter des technologies de pointe et améliorer l'efficacité des réseaux.

4.5. Aide européenne pour le régulateur

L'Europe a mis en place un Instrument d'Assistance Technique (TSI - Technical Support Instrument) qui sont à destination des régulateurs pour concevoir des politiques tarifaires et réglementaires adaptées. L'objectif est de fournir une expertise technique et un soutien pour développer et mettre en œuvre des réformes liées à la transition énergétique. À titre d'exemples, le soutien spécifique peut se rapporter à

- L'élaboration de stratégies pour le phasing-out du gaz.
- Au développement de méthodologies tarifaires adaptées à la transition.
- À des réformes de gouvernance énergétique.

Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable asbl

Boulevard Frère Orban 4
B-5000 NAMUR
00 32 81 25 04 80
www.icedd.be
icedd@icedd.be

N° registre de commerce : sans objet
N° TVA : BE0407.573.214
Représenté par : Gauthier Keutgen, Secrétaire Général
N° de compte bancaire : BE59 5230 4208 3426 / BIC TRIOBEBB