



Faciliter la transition Industrie Bas Carbone sur le territoire de la Wallonie

Juin 2024



Titre du document

Faciliter la transition Industrie Bas Carbone sur le territoire de la Wallonie

Auteurs

MEISTER Nadège (ICEDD)

LEMPEREUR Annick (ICEDD)

MARENNE Yves (ICEDD)

TERCINIER Philippine (Sia Partners)

GUPTA Ruchi (Vito)

VALEE Joris (Vito)

Personnes de contact

MEISTER Nadège - nm@icedd.be

Avec le soutien du Plan de Relance de la Wallonie



Financé par
l'Union européenne
NextGenerationEU

Ce document ne peut considéré comme constituant une prise de position officielle de la Région wallonne.



Table des matières

PARTIE A : Contexte de la décarbonation et paysage industriel wallon	11
1. Le cadre général de la décarbonation de l'industrie : description des objectifs européens, belges et wallons	12
2. Le tissu économique et industriel wallon : vision d'ensemble.....	15
2.1. Contribution des secteurs industriels au paysage économique et énergétique wallon actuel ...	15
2.2. Evolution de la consommation énergétique de l'industrie wallonne.....	16
2.3. Contribution des secteurs industriels dans les émissions de la Région wallonne.....	20
2.4. Description des PME industrielles wallonnes	23
PARTIE B : Objectifs et périmètre de l'étude	27
1. Objectifs de l'étude	28
2. Émissions de CO2 et périmètre	28
2.1. Définition des émissions de GES	28
2.2. Territorialité des émissions	29
2.3. Périmètre de l'étude	29
3. Focus sur les entreprises industrielles, avec une attention particulière portée aux PME	30
PARTIE C : Méthodologie de construction de la roadmap	31
1. Vue globale sur le processus de construction de la roadmap	32
2. Implication des parties prenantes	32
2.1. Comité d'accompagnement.....	33
2.2. Comité de pilotage.....	33
2.3. Consultations.....	34
3. Scénarios de décarbonation.....	35
3.1. Objectif de l'utilisation de TIMES.....	35
3.2. Fonctionnement de TIMES.....	36
3.3. Étude Febeliec, une référence utile	37
3.4. Hypothèses des scénarios dits « TIMES » élaborés dans cette étude	39
3.5. Résultats	43
3.6. Messages clés à retenir	50
4. Enquête auprès de PME en matière de décarbonation	54
4.1. Méthode et échantillon	54
4.2. Maturité et difficultés propres aux PME en matière de décarbonation.....	55



5. Analyse des projets de 13 grandes entreprises wallonnes	64
5.1. Méthode	64
5.2. Projets de 13 grandes entreprises industrielles en matière de décarbonation.....	64

PARTIE D : Les principaux procédés de chaleur industriels et les possibilités de les décarboner

1. Les secteurs et leurs procédés principaux	70
2. Les procédés nécessitant de la chaleur à basse et moyenne température.....	71
2.1. Electricité	71
2.2. Biomasse.....	72
2.3. Récupération de chaleur fatale (basse température)	73
2.4. Géothermie (basse et moyenne température).....	73
3. Les procédés nécessitant de la chaleur à (très) haute température	74
3.1. Electricité	74
3.2. Biomasse.....	75
3.3. Hydrogène renouvelable ou bas carbone	76
3.4. E-carburants	76
4. Tableau de synthèse des technologies visant la production de chaleur industrielle	76
5. La réfrigération	79
5.1. Efficacité énergétique.....	80
5.2. Fluides réfrigérants écologiques	82

PARTIE E : Les piliers énergétiques de la décarbonation

1. Les piliers énergétiques de la décarbonation	86
2. L'efficacité énergétique des processus de production	88
2.1. Description	88
2.2. Cadre réglementaire	88
2.3. État des lieux	90
2.4. Potentiel	92
2.5. Défis	102
2.6. Analyse SWOT.....	102
3. L'électrification	104
3.1. Description	104
3.2. Cadre réglementaire et ambitions	104
3.3. Etat des lieux	105
3.4. Potentiel	106
3.5. Défis	120
3.6. Analyse SWOT.....	121



4. L'hydrogène renouvelable et bas carbone	123
4.1. Description	123
4.2. Cadre réglementaire et ambitions	123
4.3. Etat des lieux	124
4.4. Potentiel	128
4.5. Défis	138
4.6. Analyse SWOT.....	139
5. Les e-carburants (e-méthane)	141
5.1. Description.....	141
5.2. Cadre réglementaire et ambitions	141
5.3. Etat des lieux	141
5.4. Potentiel	143
5.5. Défis	149
5.6. Analyse SWOT.....	149
6. La biomasse	151
6.1. Description	151
6.2. Cadre réglementaire et ambitions	152
6.3. Etat des lieux	153
6.4. Potentiel	156
6.5. Défis	167
6.6. Analyse SWOT.....	168
7. La capture, l'utilisation ou le stockage du carbone	169
7.1. Description	169
7.2. Cadre réglementaire et ambitions	169
7.3. État des lieux	170
7.4. Potentiel	171
7.5. Défis	184
7.6. Analyse SWOT	185
8. L'utilisation de la chaleur fatale.....	186
8.1. Description.....	186
8.2. Cadre réglementaire et ambitions	186
8.3. Etat des lieux.....	187
8.4. Potentiel	188
8.5. Défis	195
8.6. SWOT.....	195
9. La géothermie.....	197
9.1. Description.....	197



9.2. Cadre réglementaire et ambitions	197
9.3. Etat des lieux	199
9.4. Potentiel	199
9.5. Défis	206
9.6. Analyse SWOT.....	207
10. Vue d'ensemble de la potentielle future infrastructure wallonne	208

PARTIE F : Les autres volets de la décarbonation industrielle **211**

1. La chaîne logistique (transport de marchandises).....	212
1.1. Introduction	212
1.2. Changer de vecteur énergétique	213
1.3. Augmenter l'efficacité énergétique	223
1.4. Le transfert modal vers le transport ferroviaire électrifié et le transport maritime	224
2. Le chauffage et la climatisation des bâtiments	225
2.1. Efficacité énergétique des bâtiments.....	225
2.2. Les pompes à chaleur	226
2.3. Les réseaux de chaleur	229
2.4. Le solaire thermique	230

PARTIE G : Mesures pour la décarbonation de l'industrie en Wallonie **231**

1. Explications relatives aux mesures	232
1.1. Organisation générale des mesures	232
1.2. Gouvernance des mesures.....	233
1.3. Structure de présentation des mesures	233
2. Mesures	235
2.1. Mesures transversales.....	235
2.2. Mesures spécifiques à certains piliers	246
2.3. Mesures d'accompagnement des entreprises	265
3. Horizon temporel.....	273

Références **275**

Annexes **287**

Annexe 1 : Glossaire.....	288
Annexe 2 : Secteurs couverts dans l'étude.....	292
Annexe 3 : Echelle de maturité technologique (TRL)	293
Annexe 4 : Contrat sur la Différence (CfD)	294



Annexe 5 : Contrat Carbone sur la Différence (CCfD).....297
Annexe 6 : Technologies couvertes par SDE++299
Annexe 7 : Résumé des défis303



Liste des figures

Figure 1 - Description des principaux objectifs européens, nationaux et régionaux pertinents dans le cadre de la décarbonation de l'industrie wallonne (Council of the European Union, 2023) (Commission européenne, 2023) (Commission européenne, 2022) (Commission européenne, 2022) (Commission européenne, 2020) (Conseil de l'Union européenne, 2023) (Commission européenne, 2023) (SPF Economie, 2022) (Alexander De Croo, Prime Minister of Belgium, 2023) (Gouvernement wallon, 2023) (SPF, 2018).....	14
Figure 2 - Part des secteurs industriels dans la consommation finale d'énergie, la valeur ajoutée et l'emploi de l'industrie en 2020 (ICEDD, 2020) (Banque nationale belge, 2020).....	15
Figure 3 - Evolution de la consommation finale de l'industrie wallonne entre 1990 et 2020 (en GWh PCI) (y compris usages non énergétiques) (ICEDD, 2020) (Gouvernement wallon, 2023)	17
Figure 4 - Evolution de la consommation finale annuelle d'énergie entre 1990 et 2020 par secteur (en GWh PCI) (y compris usages non énergétique, c'est-à-dire l'énergie utilisée comme matière première, et non comme combustible) (ICEDD, 2020).	19
Tableau 5 - Bilan de consommation finale détaillé par secteurs et par sources d'énergie de l'industrie en Wallonie en 2020 en GWh (ICEDD, 2020)	21
Figure 6 - Classement des secteurs en fonction du pourcentage dans le total des émissions wallonnes (émissions par branche en Mt de CO ₂) (Bureau fédéral du Plan, 2023).....	22
Figure 7 - Evolution du nombre de PME (< 250 employés) par région en Belgique entre 2010 et 2021 (Statbel, 2021).....	24
Figure 8 - Répartition des PME (<250 employés) en fonction du nombre d'employés en Wallonie, 2021 (Statbel, 2021)	24
Figure 9 - Répartition des PME en Wallonie active dans l'industrie selon le secteur d'activité (NACE-2), 2021 (Statbel, 2021)..	25
Figure 10 - Description des scopes liés aux émissions de gaz à effet de serre	29
Figure 11 - Vue générale du déroulé du projet	32
Figure 12 - Bioenergy potentials for the EU28 under the three reference scenarios – summary table (PJ) (JRC Science for policy report, 2015)	43
Figure 13 - Evolution de la consommation finale globale pour le scénario de référence (TWh)	44
Figure 14 - Evolution de la consommation finale globale pour les scénarios -95 % (TWh)	44
Figure 15 - Evolution de la consommation finale en industrie pour le scénario de référence (TWh).....	45
Figure 16 - Evolution de la consommation finale en industrie pour les scénarios -95 % (TWh)	45
Figure 17: Scénario CENTRAL 2050 : Répartition par secteur de la consommation finale de biomasse en industrie	46
Figure 17 - Productions électriques du parc de production wallon et importations d'électricité des scénarios -95 % (TWh)	47
Figure 18 - Parc de capacités de production wallon d'électricité pour les 4 scénarios -95 % (GW)	48
Figure 19 - Energie primaire (TWh) - importations et ressources locales pour les scénarios -95 % pour la Wallonie	49
Figure 21: Evolution des émissions de GES en Wallonie pour les scénarios envisagés (ktCO ₂ éq).....	50
Figure 20 - représentation schématique de la prise en compte du CO ₂ émis lors de la combustion d'e-CH ₄ produit au départ de CaCO ₃	53
Figure 21 - Taille des PME interrogées (N = 22) (Sia Partners, 2023)	54
Figure 22 - Secteurs des PME industrielles pertinentes (N=22) (Sia Partners, 2023).....	54
Figure 23 - Nombre de PME concernées par les diverses formes de demande énergétique englobées par leur activité (N =22) (Sia Partners, 2023).....	55
Figure 24 - Secteurs des PME industrielles interrogées (N = 11) (Sia Partners, 2023)	55
Figure 25 - Niveau d'ambition perçu par les PME en matière de décarbonation sur une échelle de 1 à 10 (N=22)	56
Figure 26 - Nombre de PME concernées par les principaux moteurs de décarbonation (N=22) (Sia Partners, 2023).....	56
Figure 27 - Niveau de connaissance perçu par les PME par rapport aux moyens de décarbonation pertinents et la faisabilité de leur mise en œuvre sur une échelle de 1 à 10 (N=22) (Sia Partners, 2023).....	57
Figure 28 - Perception moyenne des PME des barrières et facteurs bloquants à l'introduction de moyens de décarbonation (N= entre 20 et 22 en fonction des barrières) (Sia Partners, 2023)	62
Figure 29 - Analyse individuelle d'entreprises industrielles et leurs actions de décarbonation (scope 1 et 2) en Wallonie.....	65
Figure 30 - Éléments d'une machine frigorifique (SPW, 2010)	80
Figure 30 - Evolution théorique des émissions de l'industrie wallonne selon les piliers énergétiques de la décarbonation.....	86
Figure 31 - Consommation finale d'énergie de l'industrie wallonne (base 100) (SPW, 2019)	91
Figure 32 - Répartition des sources de production d'électricité en Belgique en 2022 (AIE, 2022).....	105
Figure 33 - Evolution de la consommation d'électricité dans l'industrie wallonne à l'horizon 2030 selon différentes projections (en TWh) (Elia, 2023) (VITO & EnergyVille, 2023) (ICEDD, 2023)	109



Figure 34 - Evolution de la production d'électricité renouvelable en Wallonie et objectif 2030 selon le PACE (en TWh) (Gouvernement wallon, 2023) (ICEDD, 2022)	111
Figure 35 - Evolution du prix day-Ahead de l'électricité en Belgique entre 2017 et 2023 en comparaison au prix du gaz naturel (en €/MWh) (ENTSO-E, 2023) (Investing.com, 2024)	112
Figure 36 - Comparaison des surcharges sur l'électricité en Flandres, en Wallonie, en France, en Allemagne et aux Pays-Bas en 2023 pour des profils de consommation de 100 GWh et 1000 GWh par an (en €) (Deloitte, 2023)	113
Figure 37 - Consommation d'hydrogène en Belgique en 2022 par utilisation finale (en kt) (European Hydrogen Observatory, 2022)	125
Figure 38 - Comparaison des méthodes de production d'hydrogène en fonction de leurs émissions carbone	126
Figure 39 - Consommation finale estimée d'hydrogène et dérivés de l'industrie en Wallonie en 2050 selon différentes sources (SPF Economie, 2022) (VITO & EnergyVille, 2023)	130
Figure 40 - Coût nivelé de la production d'hydrogène (LCOH) par technologie en 2021, 2022 et en 2030 dans le scénario NZE "zéro émission d'ici 2050" de l'AIE (Agence internationale de l'énergie, 2023)	133
Figure 41 - Présentation des différents types de e-carburants (Sia Partners, 2023)	142
Figure 42 - Consommation finale estimée d'hydrogène et dérivées de l'industrie en Wallonie en 2050 selon différentes sources (SPF Economie, 2022) (VITO & EnergyVille, 2023)	145
Figure 43 - Schéma représentant les usages énergétiques de la biomasse et les voies de valorisation	152
Figure 44 - Production de gaz de mine en Belgique de 2018 à 2022 (SPF Economie, 2023)	155
Figure 45 - Projections de la demande de biomasse pour un usage énergétique et pour un usage de matériaux d'origine biologique (European Environment Agency, 2023) (ICEDD, 2023)	159
Figure 46 - Projections de gisements locaux potentiels pour l'approvisionnement en biomasse en 2050 (European Environment Agency, 2023) (ICEDD, 2023)	161
Figure 47 - Comparaison des fourchettes de coûts de production du biométhane et du coût de la biomasse par rapport à l'évolution des prix du gaz naturel en Europe (Dutch TTF) de 2017 à 2023. (en €/MWh) (Investing.com, 2024) (Valbiom, 2019) (Engie, 2021)	162
Figure 51 - Capture, utilisation et stockage du CO2 en 2050 (MtCO2 par an) (Commission européenne, 2021)	176
Figure 52 - CO2 Capturable par source en Belgique (MtCO2 par an) (Clean Air Task Force, 2024)	176
Figure 53 - Réseau de transport de CO2 Potentiel en 2050 (Tumara, 2024)	177
Figure 54 - Localisation et contour des aquifères salins, et capacité de stockage illustrés par des symboles gradués (K. L. Anthonsen, 2021)	178
Figure 55 - Emplacement et capacité de stockage des réservoirs de stockage (K. L. Anthonsen, 2021)	179
Figure 56 - Bassins de stockage de CO2 en Belgique (Clean Air Task Force, 2024)	180
Figure 55 - Prix du quota CO2 dans le système ETS de l'UE (International Carbon Action Partnership, 2023)	182
Figure 56 - Schéma de la valorisation de chaleur (ADEME, 2015)	190
Figure 57 - Potentiel en chaleur fatale en Wallonie par secteur industriel (SPW Energie, 2021)	192
Figure 50 - Chaleur fatale totale disponible (GIM mandaté par le SPW Energie, 2020)	192
Figure 59 - Carte du potentiel de la géothermie profonde > 500 m en Belgique (SPW, Geological Survey of Belgium, Museum, 2023)	201
Figure 60 - Appels à projets 2022 - Géothermie peu profonde	202
Figure 61 - Localisation des futurs réseaux et projets de décarbonation en Wallonie (WaterstofNet, Cluster TWEED, Fluxys,, 2022) (Elia, s.d.) (SPW, 2023) (Belgian Greenhouse Gas Registry, 2021) (Ores, 2023)	209
Figure 61 - Part modale du transport de marchandises en Belgique en 2019 (en %) (Regul, 2021)	212
Figure 62 - TCO par technologie de poids lourds (Transport&Environment, 2018)	219
Figure 63 - TCO par technologie de poids lourds (Transport&Environment, 2018)	221
Figure 64 - Les différents types de sources de chaleur et de sorties pour une pompe à chaleur (AIE, 2022)	227
Figure 65 - Prix des technologies de pompes de chaleur pour le chauffage et la climatisation des bâtiments et de chaudière à gaz en Europe (AIE, 2022)	228
Figure 66 - Fonctionnement des Contrats sur la Différence (CfD)	294
Figure 67 - Prix Day - Ahead au Royaume et prix d'exercice du Contrat sur la Différence du parc solaire Triangle Farm depuis début 2024	296
Figure 68 - Exemple différence de coûts entre les nouvelles technologies à zéro émissions et les technologies habituelles (Ministère fédéral de l'Economie et de la Protection du Climat, 2023)	297
Figure 69 - Fonctionnement des Contrats Carbone sur la Différence	298



Liste des tableaux

Tableau 1 - Objectifs de consultations et participants	34
Tableau 2 - Potentiels de biomasse utilisés pour les scénarios TIMES.....	42
Tableau 3 - Clé de lecture des légendes des graphiques de cette section	46
Tableau 4 : table de signification des abréviations graphiques.....	49
Tableau 5 - Perception de l'intérêt pour différentes actions de décarbonation par les PME (N= entre 20 et 21 en fonction des actions) (Sia Partners, 2023).....	59
Tableau 6 - Les procédés industriels principaux classés selon leurs niveaux de température (Lauterbach C) (Jia T) (Farjana S H) (Schoeneberger C A)	70
Tableau 7 - Fourchettes de coûts des technologies utilisées dans les procédés industriels pour différentes tailles de systèmes (VITO & ICEDD, 2024) (Green Steel for Europe Consortium, 2021) (Viessmann, s.d.) (Renewable Thermal Collaborative) (Sustainability Energy Authority of Ireland) (Olivier C. A. Bisanti, 2003) (HPT TCP, 2022) (Energy.nl, 2019) (Agence internationale de l'énergie, 2023)	78
Tableau 8: Actions d'efficacité énergétique pour les processus de réfrigération	80
Tableau 9: Avantages et inconvénients des fluides réfrigérants dits naturels	83
Tableau 10 - Trajectoire indicative 2021-2030 de la consommation finale énergétique en Wallonie (Gouvernement wallon, 2023).....	89
Tableau 11 – Consommation finale d'énergie dans l'industrie avec et sans la sidérurgie (ICEDD, 2020).	90
Tableau 12 - Suivi des résultats en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de CO2 au niveau des fédérations et entreprises signataires des AdB.....	92
Tableau 13 - Systèmes d'efficacité énergétique hors procédés.....	93
Tableau 14 - Exemples de technologies d'amélioration de l'efficacité des systèmes et de rendement des procédés	95
Tableau 15 - Exemples de technologies de smart manufacturing.....	99
Tableau 16 - Systèmes de gestion de l'énergie (ENERGY STAR, 2013).....	100
Tableau 17 - SWOT efficacité énergétique	103
Tableau 18 - Différences entre les différents types de communauté d'énergie	115
Tableau 19 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas de décarbonation du réseau électrique et de remplacement du gaz naturel par l'électricité	118
Tableau 20 - SWOT électrification.....	122
Tableau 22 - Les usages de l'hydrogène dans l'industrie et leur niveau de maturité	129
Tableau 23 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de l'hydrogène	135
Tableau 24 - Présentation des différents projets dans le domaine de l'hydrogène soutenus par la Région wallonne	137
Tableau 25 - SWOT hydrogène.....	140
Tableau 26 - Panorama de technologies d'utilisation des e-carburants et projets (liste non-exhaustive)	143
Tableau 27 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de e-carburants.....	148
Tableau 28 - SWOT e-carburants.....	150
Tableau 29 - Extrait du bilan de consommation finale détaillé par secteurs et par sources d'énergie de l'industrie en Wallonie en 2020 en GWh (y compris les usages non énergétiques) (ICEDD, 2020).....	154
Tableau 30 - Evolution de la consommation de biomasse entre 2020 et 2050 selon différentes sources. (ICEDD, 2023) (European Environment Agency, 2023) (VITO & EnergyVille, 2023)	159
Tableau 31 - Facteurs d'émission de la biomasse en comparaison au gaz naturel (ADEME, 2022).....	163
Tableau 32 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de la biomasse.....	165
Tableau 33 - SWOT biomasse	168
Tableau 34 - Projets de CCUS en cours en Belgique	171
Tableau 35 - Technologies de séparation du CO2 (Global CCS Institute, 2021) (AIE, 2021) (Global CCS Institute, 2021)	172
Tableau 36 - Technologies d'utilisation du carbone capturé (Commission européenne, 2019)	174
Tableau 37 - Technologies d'utilisation du carbone capturé et potentiel de production (Commission européenne, 2019)	180
Tableau 38 - Coûts de stockage en Europe par type de formation géologique (Zero Emission Platform, 2019).....	183
Tableau 39 – SWOT CCUS	185



Tableau 40 - Technologies de conversion de la chaleur fatale en électricité (SPW Energie, 2016)	190
Tableau 41 - Synthèse du potentiel de récupération de chaleur fatale par secteur (SPW Energie, 2016).....	191
Tableau 42 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de la chaleur fatale	194
Tableau 43 - SWOT chaleur fatale	196
Tableau 44 - Les températures de l'énergie géothermique et les technologies associées (Isabella Nardini, 2022).....	200
Tableau 45 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de l'énergie géothermique	205
Tableau 46 - SWOT Géothermie.....	207
Tableau 47 - Avantages, inconvénients et coût des alternatives au diesel.....	214
Tableau 48 - Solutions envisageables pour l'isolation d'un bâtiment industriel (Région Hauts-de-France, 2021)	225
Tableau 49 - Technologies utilisées dans les procédés de chauffage et climatisation des bâtiments (VITO & ICEDD, 2024) ...	228
Tableau 50 - Horizons temporels recommandés pour la mise en place des mesures	273
Tableau 51 - Technologies subventionnées par le mécanisme SDE++ aux Pays-Bas en 2023 (Netherlands Enterprise Agency, 2024).....	299
Tableau 52 - Description des montants subventionnés pour certaines technologies de chaleur bas carbone en 2023 par le SDE++ aux Pays-Bas (Government of the Netherlands, 2023).....	301
Tableau 53 - Description des montants subventionnés pour certaines technologies de production énergétique bas carbone en 2023 par le SDE++ aux Pays-Bas (Government of the Netherlands, 2023).....	302
Tableau 54 - Ensemble des défis identifiés et mesures associées	303





PARTIE A : Contexte de la décarbonation et paysage industriel wallon



1. Le cadre général de la décarbonation de l'industrie : description des objectifs européens, belges et wallons

Les objectifs de transition climatique sont déclinés à différentes échelles de gouvernance, des politiques européennes jusqu'aux législations et réglementations régionales. La stratégie de transition climatique en Europe, en Belgique et en Wallonie repose sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) à travers la production et la consommation d'énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

› Les industries wallonnes soumises à l'EU ETS doivent réduire leurs émissions de GES de 62 % et les autres de 80 % d'ici 2030

Le paquet législatif 'Fit for 55' (Council of the European Union, 2023) vise à atteindre l'objectif ambitieux de **neutralité carbone d'ici 2050** défini dans le **Green Deal**. Cet objectif implique la **réduction des émissions de GES aussi près que possible de zéro**, avec une réduction de 55 % d'ici 2030, par rapport à 1990.

En Belgique, le **Plan National Energie Climat (PNEC)** (SPF, 2018) fixe des objectifs similaires, exigeant une réduction de 62 % des émissions de GES pour les secteurs couverts par le EU-ETS et de 47 % pour les secteurs non-couverts, conformément à la régulation européenne sur la répartition de l'effort (*Effort sharing regulation - ESR*) (Commission européenne, 2023).

Les résultats de l'étude "Perspectives énergétiques de la Belgique à politique annoncée", publiés en mai 2024 par le Bureau fédéral du plan démontrent que la trajectoire ETS imposée dans son modèle ne sera pas suffisante pour parvenir à une décarbonation complète d'ici 2050 dans le secteur de l'industrie. L'étude conclut à la nécessité d'une tarification stricte ou de politiques alternatives visant à renforcer l'attrait des autres technologies (Bureau fédéral du plan, 2024).

La Wallonie, avec le **Plan Air Climat Energie 2030 (PACE)** (Gouvernement wallon, 2023), s'aligne sur les objectifs belges, visant à réduire les émissions de GES de manière significative, et a formulé des objectifs de réduction spécifiques pour les industries non-ETS, **dont - 80 % pour les industries** et - 50 % pour le secteur de l'énergie.

› La Wallonie présente un objectif ambitieux de production d'énergies renouvelables de 13.6TWh d'ici 2030, soit une augmentation de 250 % par rapport à 2019.

En raison de la crise énergétique liée au conflit entre la Russie et l'Ukraine, l'Union européenne a renforcé ses efforts pour réduire l'utilisation des combustibles fossiles, en particulier du pétrole et du gaz russes. La Commission européenne a proposé le **plan REPowerEU** (Commission européenne, 2022) en mai 2022 comme un renforcement du paquet 'Fit-for-55' en mettant un accent particulier sur le déploiement du photovoltaïque, de l'éolien, du biométhane et de l'hydrogène vert. Pour renforcer ces initiatives, la Commission européenne a également publié le **'Net-Zero Industry Act'** en juin 2024, visant à favoriser le déploiement de technologies industrielles *net-zero* en simplifiant l'environnement réglementaire et en encourageant les investissements dans la capacité de production des technologies ciblées.

La Belgique contribue à l'effort européen de production d'énergies renouvelables en mettant l'accent sur l'éolien *offshore* en Mer du Nord (Ostend Declaration 2023) (Alexander De Croo, Prime Minister of Belgium, 2023) ainsi qu'en accélérant le déploiement de l'hydrogène vert (Vision et stratégie hydrogène) (SPF Economie, 2022). A ce titre, l'ambition est de faire de la Belgique un hub d'importation et de transit d'hydrogène renouvelable (voir Partie E 4), en soutenant des investissements stratégiques en Région flamande (Hydrogen Import Coalition, 2023) et en établissant le premier cadre légal de transport de l'hydrogène, entré en vigueur en août 2023 (IEA, 2023). En Wallonie, le Gouvernement a



validé en mai 2024 son plan stratégique pour le développement de la filière de production et de valorisation de l'hydrogène sur le territoire.

La Wallonie se joint aux efforts belges et européens en matière de production d'énergies renouvelables, avec un objectif de 13.6TWh de production d'énergies renouvelables d'ici 2030, soit une augmentation de +250 % par rapport à 2019, répartie selon 6200 GWh d'éolien, 5100 GWh de photovoltaïque, 1768 GWh de biomasse, 400 GWh d'hydraulique électrique, 90 GWh biomasse via cogénération et 40 GWh de géothermie.

› **La Wallonie vise à atteindre 28 à 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici 2030.**

À l'échelle européenne, l'objectif est d'atteindre **la neutralité climatique d'ici 2050**. Pour ce faire, un objectif intermédiaire d'atteindre 42,5 % d'énergies renouvelables d'ici 2030 est visé (Renewable Energy Directive ou RED III) (Conseil de l'Union européenne, 2023). Cette directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (RED II) et sa mise à jour (RED III) demandent aux Etats membres d'augmenter la part d'énergies renouvelables dans les sources d'énergie destinées à des utilisations finales énergétiques et non-énergétiques **d'au moins 1,6 % en moyenne par an** sur les périodes de 2021 à 2025 et de 2026 à 2030 **pour le secteur industriel**.

En Belgique, cela se traduit par une intégration plus poussée des énergies renouvelables dans le mix énergétique, avec un objectif de 17,5 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale belge en 2030. De même, le PACE fixe un objectif de 28 à 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici 2030 (31TWh) ainsi que 52 % d'électricité renouvelable dans la consommation finale brute d'électricité en 2030.

› **Les industries wallonnes doivent améliorer leur intensité énergétique¹ de 1 à 1,5 % d'ici 2030.**

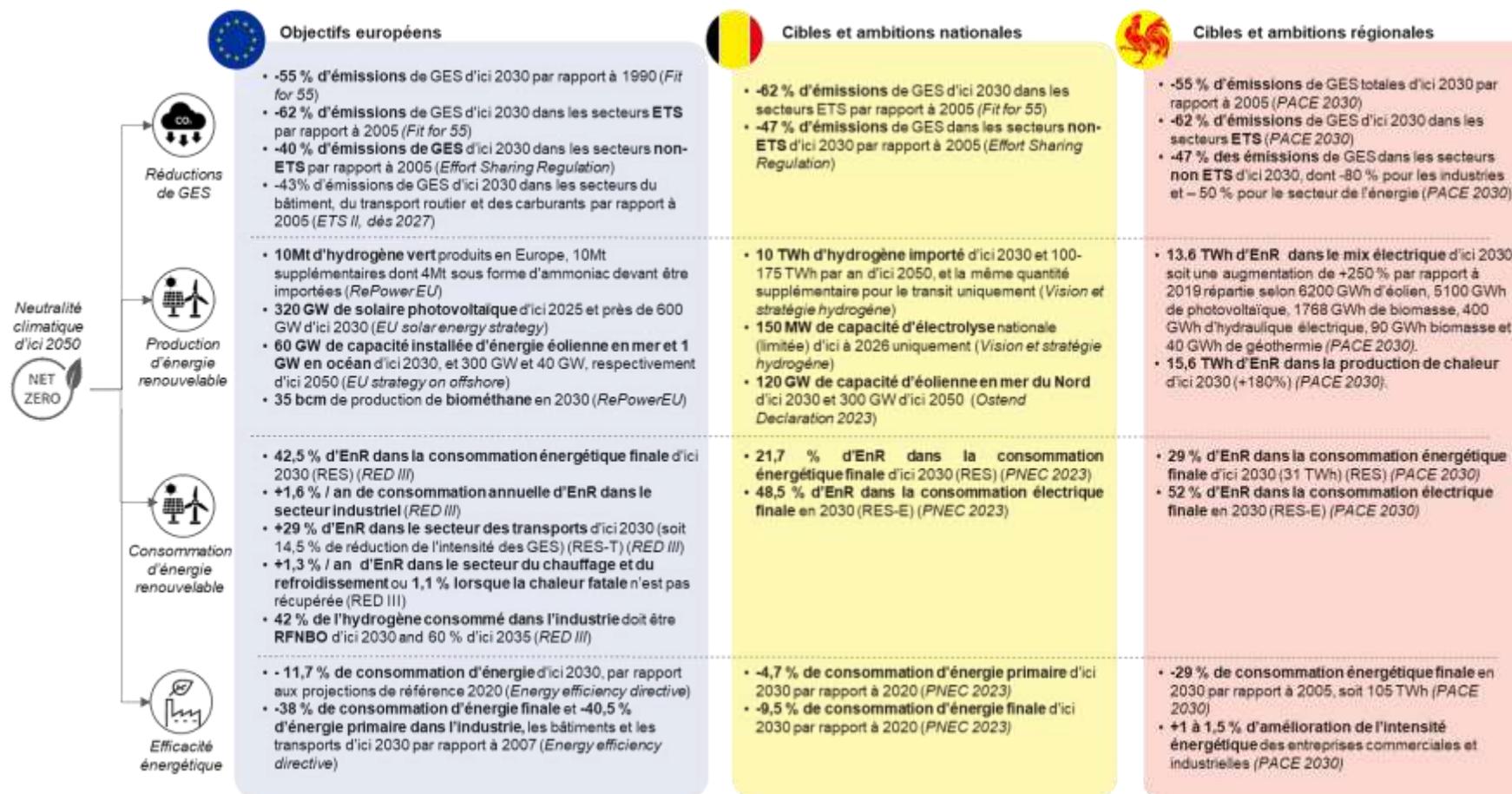
L'Union européenne met l'accent sur l'amélioration de **l'efficacité énergétique²** au sein de l'industrie avec une réduction de 40,5 % de la consommation d'énergie finale d'ici 2030 par rapport à 2007. De manière similaire, le PACE de la Wallonie fixe des objectifs spécifiques en matière d'efficacité, avec +1 à 1,5 % par an d'amélioration de l'intensité énergétique des entreprises commerciales et industrielles. La Région vise une réduction de 29 % de sa consommation énergétique finale en 2030 par rapport à 2005.

¹ L'intensité énergétique est une mesure de l'efficacité énergétique d'une économie. Elle désigne le rapport entre la consommation d'énergie d'une zone géographique et son produit intérieur brut (PIB).

² L'efficacité énergétique est la part de la consommation finale d'énergie par unité de richesse produite.



Figure 1 - Description des principaux objectifs européens, nationaux et régionaux pertinents dans le cadre de la décarbonation de l'industrie wallonne (Council of the European Union, 2023) (Commission européenne, 2023) (Commission européenne, 2022) (Commission européenne, 2022) (Commission européenne, 2020) (Conseil de l'Union européenne, 2023) (Commission européenne, 2023) (SPF Economie, 2022) (Alexander De Croo, Prime Minister of Belgium, 2023) (Gouvernement wallon, 2023) (SPF, 2018)



Note méthodologique : le tableau présente de manière non exhaustive les principaux objectifs pertinents dans le cadre de la décarbonation de l'industrie en Wallonie. Les spécificités liées aux vecteurs énergétiques, à leur production et consommation ainsi que l'efficacité énergétique sont traitées plus loin dans le rapport.



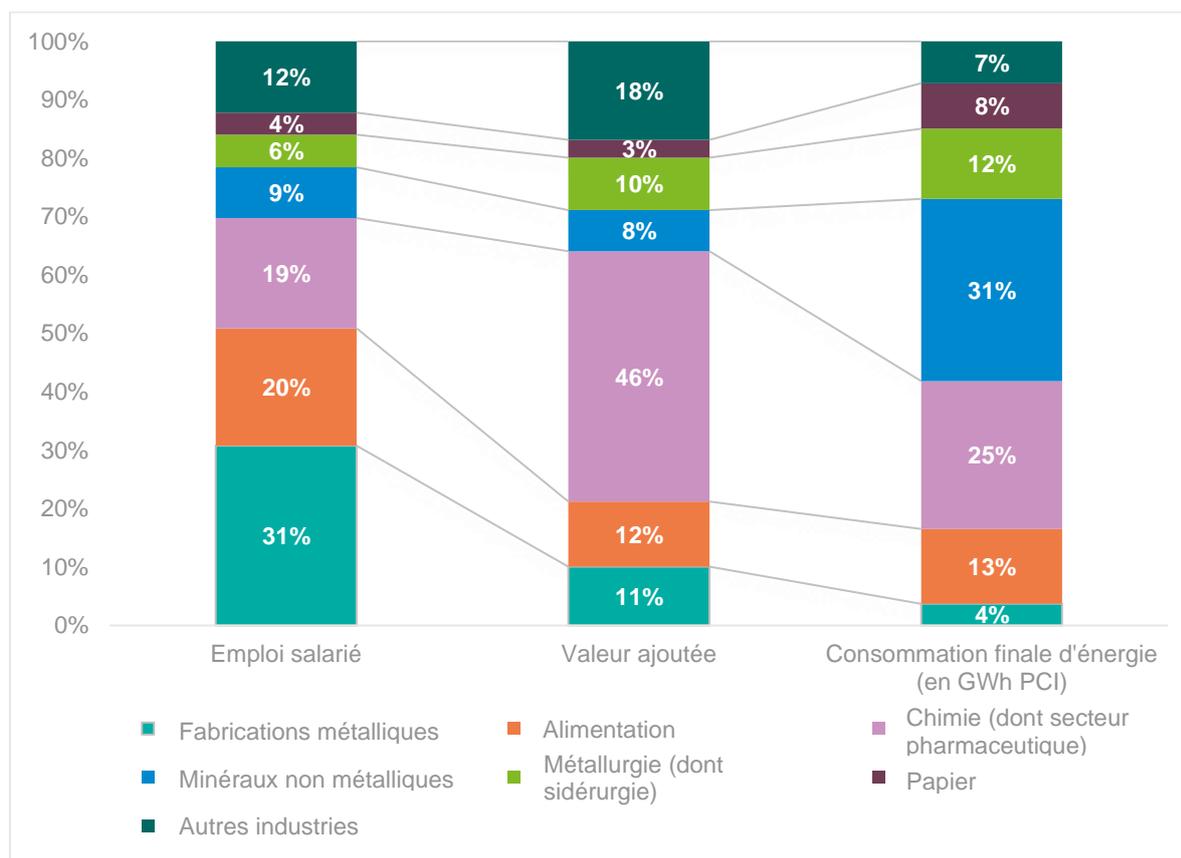
2. Le tissu économique et industriel wallon : vision d'ensemble

2.1. Contribution des secteurs industriels au paysage économique et énergétique wallon actuel

En 2021, la Wallonie affichait un PIB de 115 milliards d'euros (en prix courants), soit 23 % du PIB national. L'industrie wallonne, avec une valeur ajoutée de 20 milliards d'euros, représentait près de 20 % de la valeur ajoutée totale de la Wallonie (Iweeps, 2023).

La Wallonie accueille aujourd'hui une grande variété de secteurs industriels tels que la sidérurgie et les métaux non-ferreux, les minéraux non-métalliques, la chimie (y compris le secteur pharmaceutique), l'alimentation, le papier et les fabrications métalliques³. La Figure 2 - *Part des secteurs industriels dans la consommation finale d'énergie, la valeur ajoutée et l'emploi de l'industrie en 2020* présente un premier aperçu du paysage économique et énergétique de l'industrie wallonne en se basant sur trois éléments clés, à savoir l'emploi salarié, la valeur ajoutée et la consommation finale d'énergie.

Figure 2 - Part des secteurs industriels dans la consommation finale d'énergie, la valeur ajoutée et l'emploi de l'industrie en 2020 (ICEDD, 2020) (Banque nationale belge, 2020)



Note méthodologique : le graphique s'appuie sur les données de la BNB, issues du rapport 'Bilan énergétique de la Wallonie de l'année 2020. Chapitre 3 : Bilan de l'Industrie', réalisé par l'ICEDD. A noter que la valeur ajoutée des secteurs du papier et des minéraux non-métalliques en 2020=2019 en raison de l'indisponibilité des données. Les 'autres industries' incluent le secteur du textile et du bois pour l'emploi et la valeur ajoutée. Concernant la consommation énergétique, les 'autres industries' comprennent le textile, le bois et la construction.

³ Voir Annexe 2 – secteurs couverts dans l'étude.



› **Les secteurs industriels wallons ont des impacts différenciés sur la valeur ajoutée, l'emploi et la consommation d'énergie finale.**

Le paysage industriel wallon actuel est relativement diversifié en termes d'emploi, de valeur ajoutée et de consommation d'énergie finale comme le montre la Figure 2 - *Part des secteurs industriels dans la consommation finale d'énergie, la valeur ajoutée et l'emploi de l'industrie en 2020* . Par ailleurs, ces trois facteurs ne sont pas directement liés : les secteurs industriels les plus consommateurs d'énergie ne sont pas nécessairement ceux qui génèrent le plus de valeur ajoutée ou d'emplois.

A ce titre, les secteurs des minéraux non métalliques et de la chimie possèdent les consommations énergétiques absolues les plus élevées avec respectivement 31 % et 25 % de la consommation d'énergie finale de l'industrie. La chimie reste dans les secteurs principaux en matière de valeur ajoutée avec 46 %, contre 8 % pour l'industrie des minéraux non métalliques. En termes d'emplois, l'industrie des minéraux non métalliques représente 9 % de l'emploi dans l'industrie contre 19 % pour la chimie.

Cette tendance trouve son explication dans le fait que l'industrie des minéraux non métalliques en Wallonie est dominée par un nombre restreint d'entreprises. Ces entreprises sont responsables de la production de matériaux essentiels tels que la chaux ou le ciment, qui servent de matières premières dans de nombreuses autres industries. Néanmoins, la fabrication de ces matériaux est extrêmement énergivore en raison des procédés industriels nécessitant le chauffage des minéraux à des températures élevées, parfois dépassant 1000°C.

En revanche, les produits de l'industrie chimique, notamment les produits pharmaceutiques, se distinguent par leur statut de produits finis à forte valeur ajoutée. Leur production génère une consommation énergétique moindre par rapport à l'industrie des minéraux non métalliques, car les procédés utilisés requièrent dans une moindre proportion des températures élevées, voire très élevées.

Cette réalité souligne l'importance de prendre en compte la diversité du paysage industriel en termes d'emploi, de valeur ajoutée et de consommation d'énergie finale.

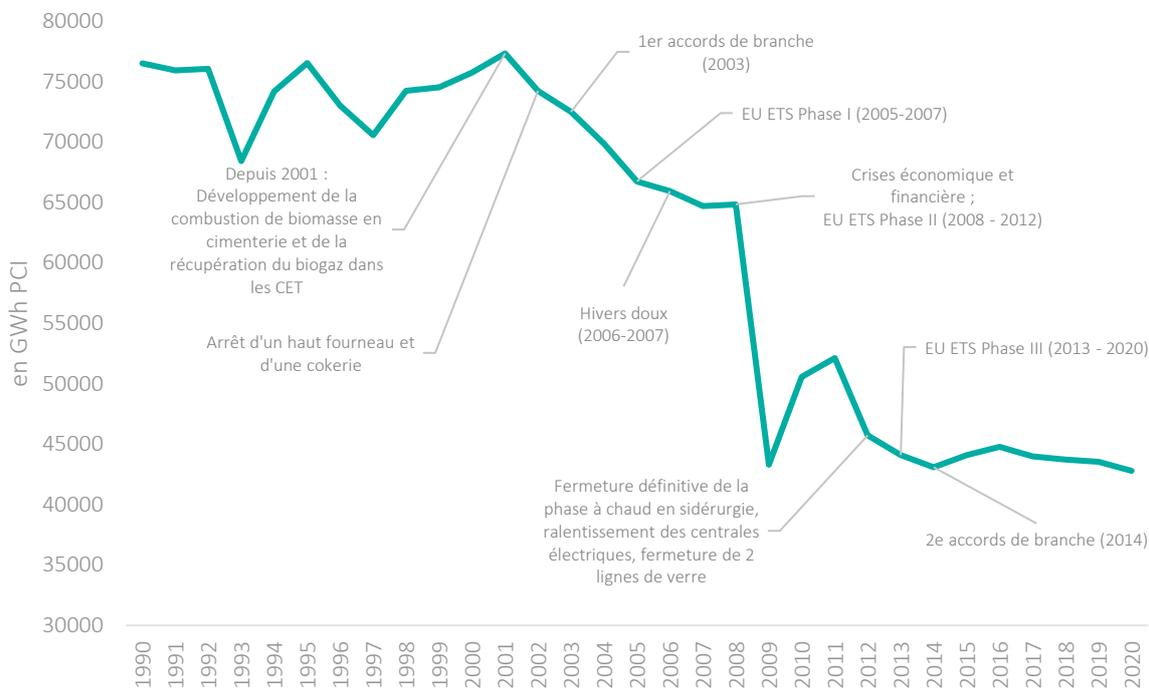
2.2. Evolution de la consommation énergétique de l'industrie wallonne

› **La consommation énergétique finale annuelle de l'industrie wallonne a accusé une baisse de 44 % depuis 1990 mais observe un ralentissement de cette diminution.**

La consommation finale annuelle de l'industrie wallonne est passée de 76 500 GWh en 1990 à 42 800 GWh en 2020, soit une baisse de 44 % en l'espace de 30 ans, que l'on voit apparaître sur la Figure 3 - *Evolution de la consommation finale de l'industrie wallonne entre 1990 et 2020 (en GWh PCI) (y compris usages non énergétiques)* .



Figure 3 - Evolution de la consommation finale de l'industrie wallonne entre 1990 et 2020 (en GWh PCI⁴) (y compris usages non énergétiques) (ICEDD, 2020) (Gouvernement wallon, 2023)



Note méthodologique : le graphique s'appuie sur les données de consommation de la BNB, issues du rapport 'Bilan énergétique de la Wallonie de l'année 2020. Chapitre 3 : Bilan de l'Industrie', réalisé par l'ICEDD. Il présente l'évolution de la consommation finale d'énergie (en GWh PCI - y compris usages non énergétiques) entre les années 1990 et 2020. Les évènements sont quant à eux issus du PACE 2030, basé sur les données de l'Agence Wallonne pour l'Air et le Climat.

Cette diminution s'explique par la combinaison de deux facteurs.

D'une part, on assiste, depuis plusieurs décennies, à une restructuration de l'industrie wallonne. Ce phénomène s'est accéléré avec la crise financière puis économique de 2008-2009, provoquant une chute de la consommation énergétique par l'industrie wallonne de 33 % en 2009. Cette chute n'a été que partiellement résorbée à partir de l'année suivante, avec une consommation énergétique à nouveau relativement stable avoisinant les 40.000 GWh PCI par an.

Cette crise a aussi sonné le glas des derniers hauts-fourneaux et des cokeries qui leur étaient associées. La structure de la consommation énergétique de l'industrie wallonne a dès lors été considérablement modifiée.

D'autre part, au-delà de ce profond changement dans la sidérurgie, la baisse des consommations d'énergie est aussi imputable aux efforts menés par les entreprises industrielles et par les pouvoirs publics.

Dès 2003, les entreprises industrielles ont cherché, avec l'aide des autorités publiques, à améliorer leur efficacité énergétique et à réduire les émissions de GES par unité de valeur ajoutée produite. Les Accords de Branche de 1ère génération, dès 2003, puis de 2ème génération à partir de 2014, ont ainsi

⁴ Le PCI est le Pouvoir Calorifique Inférieur du combustible. Il indique la quantité de chaleur qu'il va libérer lors de la combustion par unité de volume ou de masse. A contrario, le PCS, Pouvoir Calorifique Supérieur, indique la quantité d'énergie dégagée par la combustion du charbon, du bois, du gaz, du fioul, du pétrole en récupérant la chaleur latente de la vapeur d'eau produite par la combustion. Source : <https://picbleu.fr/les-articles/pouvoir-calorifique-des-combustibles-energies-pcs-pci>



contribué à l'amélioration des procédés industriels des entreprises les plus consommatrices d'énergie. Par ailleurs, le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE-UE ou *European Union Emission Trading System - EU ETS*), et plus particulièrement les phases II et III, a eu un impact significatif sur les émissions des installations industrielles en imposant un plafond d'émissions aux secteurs les plus émetteurs.

- › **Les efforts déployés jusqu'à présent, conjugués à un cadre réglementaire à la fois contraignant et incitatif, ont notablement réduit la consommation énergétique et les émissions spécifiques de GES de l'industrie wallonne. Cependant, les limites de ces initiatives et de ce cadre sont aujourd'hui atteintes. Il devient essentiel d'élaborer des stratégies de décarbonation ciblées, impliquant une révision profonde des procédés industriels, impliquant également les plus petites entreprises (approche systémique), moins concernées par les premières initiatives.**

Focus : Les Accords de Branche 2003-2013, 2014-2020-2023 et perspectives

En phase avec les objectifs régionaux, les Accords de Branche ont été établis depuis 2003 de manière volontaire entre les autorités publiques et les entreprises les plus énergivores, représentées par leur fédération.

Les entreprises signataires des Accords de Branche s'engagent à investir dans l'amélioration de **l'efficacité énergétique** et la **réduction des émissions de gaz à effet de serre de leurs procédés** ainsi que dans le **développement des énergies renouvelables** pour une échéance donnée. En retour, les entreprises bénéficient de mesures incitatives telles que des **avantages fiscaux**, des **subventions** ou des **réductions sur leurs coûts énergétiques**.

Les Accords de Branche favorisent également la **recherche et le développement** de technologies propres adaptées aux besoins spécifiques de chaque secteur industriel. Ils encouragent la mise en place de **normes et de bonnes pratiques environnementales**, tout en permettant aux entreprises de rester compétitives à l'échelle mondiale.

Les premiers Accords de Branche 2003-2013 concernaient 16 secteurs, 173 entreprises et 203 sites de production, représentant plus de **90 % de la consommation industrielle** wallonne. Grâce à ces Accords de Branche, **l'efficacité énergétique de l'industrie wallonne a progressé de 16,5 %**, tandis que les **émissions de CO2 ont baissé de 19,3 %**.

Les pouvoirs publics ont poursuivi leurs efforts en renouvelant les Accords de Branche pour la période **2014-2020-2023**. Cette version intègre des outils méthodologiques plus précis et de nouveaux engagements. Elle offre la possibilité **d'exploiter des sources d'énergies renouvelables sur les sites industriels** et permet aux entreprises d'effectuer **une analyse énergie/CO2 du cycle de vie de leur produit principal** ainsi qu'un **bilan carbone** de leur site. Par ailleurs, les fédérations sont encouragées, avec la collaboration de leurs entreprises, à élaborer une **feuille de route pour l'horizon 2050**.

Enfin, les accords volontaires de troisième génération, autrement appelés **les conventions carbonées**, visent à accompagner les entreprises vers la neutralité carbone en 2050 tout en maintenant l'activité à long terme en Wallonie. Elles ont été signées le 5 juin 2024.

Les Conventions carbone ont été développées dans une optique de refonte des Accords de Branche pour aller **au-delà des mesures visant principalement l'amélioration de l'efficacité énergétique**. L'évolution part du constat que les pistes faciles d'amélioration des accords de seconde génération

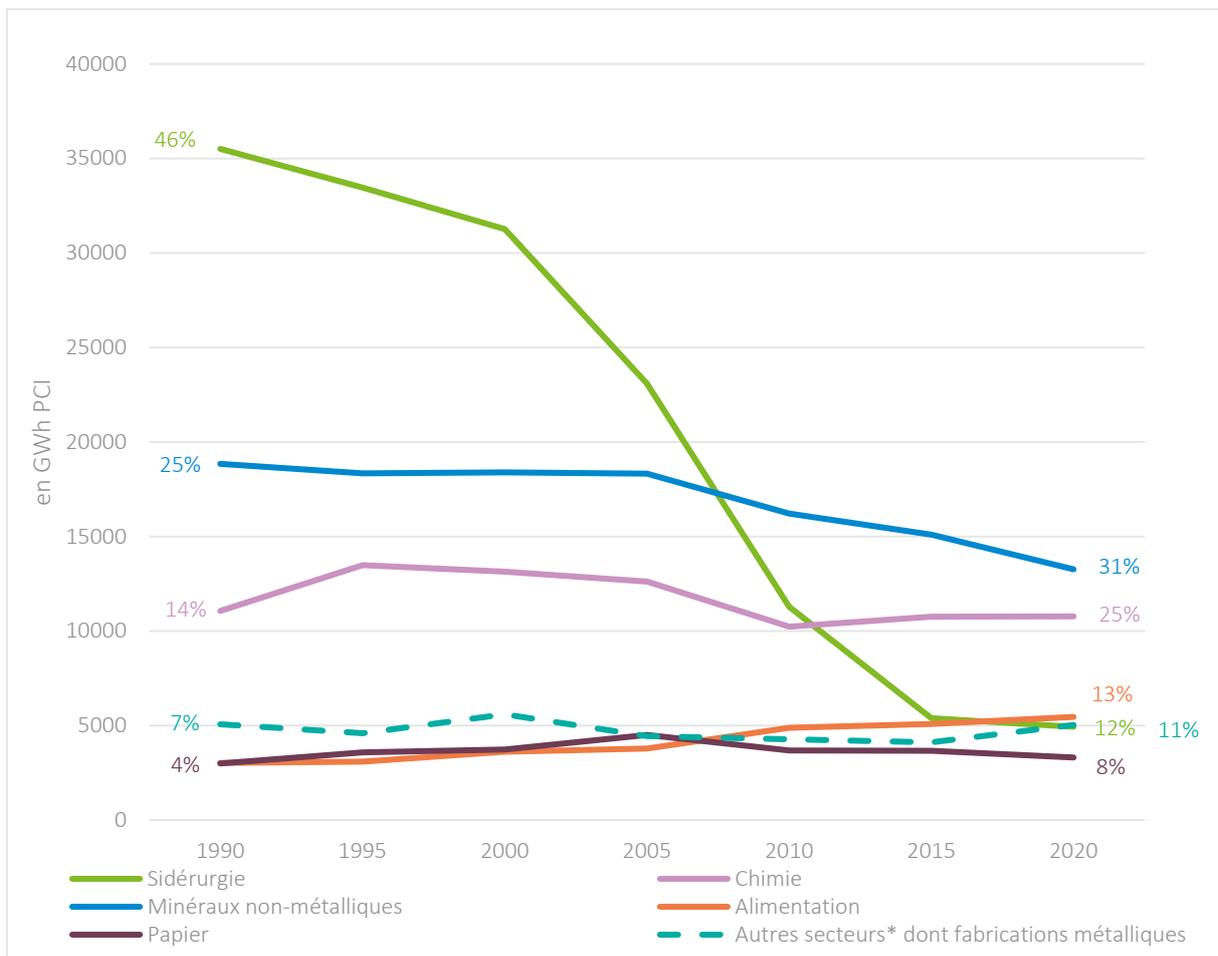


(« quick wins ») ont été implémentées et que la plupart des pistes restantes nécessitent des investissements conséquents avec des temps de retour plus importants.

Pour plus d'informations : Site [SPW Energie Wallonie](#) (Site SPW, n.d.), Présentation « [Les conventions carbone, accords volontaires de 3e génération](#) » (SPW, n.d.)

› Si la consommation énergétique finale annuelle de l'industrie wallonne a drastiquement diminué depuis 1990, elle cache des tendances contrastées au sein des différents secteurs.

Figure 4 - Evolution de la consommation finale annuelle d'énergie entre 1990 et 2020 par secteur (en GWh PCI) (y compris usages non énergétique⁵, c'est-à-dire l'énergie utilisée comme matière première, et non comme combustible) (ICEDD, 2020)



Note méthodologique : le graphique s'appuie sur les données de la BNB, issues du rapport 'Bilan énergétique de la Wallonie de l'année 2020. Chapitre 3 : Bilan de l'Industrie', réalisé par l'ICEDD. Il présente l'évolution de la consommation finale annuelle d'énergie (en GWh PCI - y compris usages non énergétiques) entre les années 1990 et 2020 au sein des différentes industries. *Les 'Autres secteurs' agrègent ici les secteurs des non-ferreux, du textile, les fabrications métalliques, la construction et le bois.

Comme le montre la Figure 4 - Evolution de la consommation finale annuelle d'énergie entre 1990 et 2020 par secteur (en GWh PCI) (y compris usages non énergétique, c'est-à-dire l'énergie utilisée comme matière première, et non comme combustible), cette diminution rapide est en grande partie consécutive de la fin de l'ère sidérurgique wallonne, dont la consommation a diminué de 86 % entre 1990 et 2020, passant de 35 500 GWh à

⁵ Les usages non énergétiques de l'énergie englobent son utilisation comme matière première dans différents secteurs, sans qu'elle soit consommée comme combustible.



moins de 5 000 GWh par an. Le secteur, qui représentait 46 % de la consommation annuelle énergétique de l'industrie wallonne en 1990, n'en représentait plus que 12 % en 2020.

On note également une baisse de **30 % de la consommation provenant du secteur des minéraux non-métalliques**, passant de 18 800 GWh en 1990 à 13 200 GWh en 2020. Néanmoins, au vu de la diminution générale de la consommation énergétique de l'industrie, le secteur des minéraux, dominé par le ciment, représente une part proportionnellement croissante de la consommation énergétique totale, passant de 25 % en 1990 à 31 % en 2020. Il apparaît désormais comme le **premier secteur industriel en matière de consommation énergétique**.

Le secteur de la **chimie** observe lui aussi, bien que dans une moindre mesure, une baisse de **3 % de sa consommation énergétique** absolue entre 1990 et 2020. Sa trajectoire est marquée par une forte baisse entre 2005 et 2010, puis un rebond de 5 % entre 2010 et 2020. En part relative, il s'agissait du deuxième secteur en matière de consommation énergétique en 2020, avec 25 % de la consommation finale de l'industrie.

La **consommation de l'industrie alimentaire**, essentiellement entraînée par la croissance de l'industrie de production de la pomme de terre et du bioéthanol a, quant à elle, **augmenté de 44 % entre 1990 et 2020**, et constitue désormais 13 % de la consommation énergétique totale avec plus de 5400 GWh, soit légèrement plus que le secteur de la sidérurgie (ICEDD, 2020).

- › **De manière générale, la diminution de la consommation énergétique tend à ralentir. Les gains d'efficacité énergétiques marginaux sont par définition décroissants : ils sont de plus en plus complexes à obtenir. Pour atteindre les objectifs de décarbonation, des révisions profondes des procédés, la réduction de l'intensité carbone de l'approvisionnement énergétique et le captage du CO2 de process joueront un rôle central.**

2.3. Contribution des secteurs industriels dans les émissions de la Région wallonne

- › **La consommation d'énergie de l'industrie wallonne est largement dominée par les énergies fossiles, dont l'empreinte carbone est élevée.**

Comme le suggère le tableau 5 ci-dessous, en 2020, plus de 40 % de l'énergie consommée par l'industrie wallonne était produite à partir de gaz naturel, ce qui en fait la source principale d'énergie pour l'industrie. Le gaz naturel est principalement utilisé en tant que combustible pour atteindre de hautes températures dans les secteurs de la chimie, de la métallurgie, de l'alimentation et des minéraux non-métalliques.

La seconde source d'énergie la plus utilisée est l'électricité qui représente 23 % de l'énergie consommée, dont l'empreinte carbone dépend grandement du mix énergétique. En 2002, la part d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en Wallonie était de 21,6 %.

Les énergies d'origine renouvelable sont très peu utilisées en Wallonie ; l'énergie renouvelable la plus exploitée étant la biomasse qui représente uniquement 13 % de la consommation totale d'énergie par l'industrie en Wallonie.

Enfin, les énergies fossiles autres que le gaz naturel (charbon, coke, lignite, fioul, coke de pétrole, essence kérosène, butane, propane, GPL) représentent 17 % de la consommation.



Tableau 5 - Bilan de consommation finale détaillé par secteurs et par sources d'énergie de l'industrie en Wallonie en 2020 en GWh (ICEDD, 2020)

	Charbon	Coke	Lignite	Fioul léger et pétrole lampant	Fioul lourd	Coke de pétrole	Essence kérosène	Butane, propane, GPL	Gaz naturel	Bois, sciure de bois écorces et liqueur noire	Biogaz	Autre biomasse	Pompes à chaleur / Géothermie	Electricité	Chaleur, vapeur	Autres combustibles	Total hors non énergétique	Non énergétique pétrolier	Non énergétique solide	Non énergétique gaz	Total
Métallurgie	53	74	-	21	-	3	-	-	3236	-	-	-	-	1632	90	-	5109	14	-	-	5123
Chimie	12	-	-	51	28	-	-	-	4582	29	-	-	-	2974	335	105	8115	1	9	2654	10779
Minéraux non-métalliques	1051	976	1297	456	47	469	-	5	3023	-	-	1480	-	1642	-	1294	11741	1528	-	-	13268
Alimentation	-	58	-	67	-	-	-	6	3133	561	121	4	-	1505	-	-	5455	1	-	-	5456
Papier	-	-	-	13	149	-	-	9	614	1959	34	-	-	537	-	-	3314	1	-	-	3315
Fabrications métalliques	-	53	-	171	1	-	15	9	678	29	3	-	2	612	-	-	1572	8	-	-	1580
Autres industries	-	-	-	433	-	-	10	197	205	1397	-	-	98	827	-	-	3166	103	-	-	3270
Total	1116	1162	1297	1211	224	472	25	226	15470	3975	158	1483	100	9729	424	1399	38473	1656	9	2654	42792

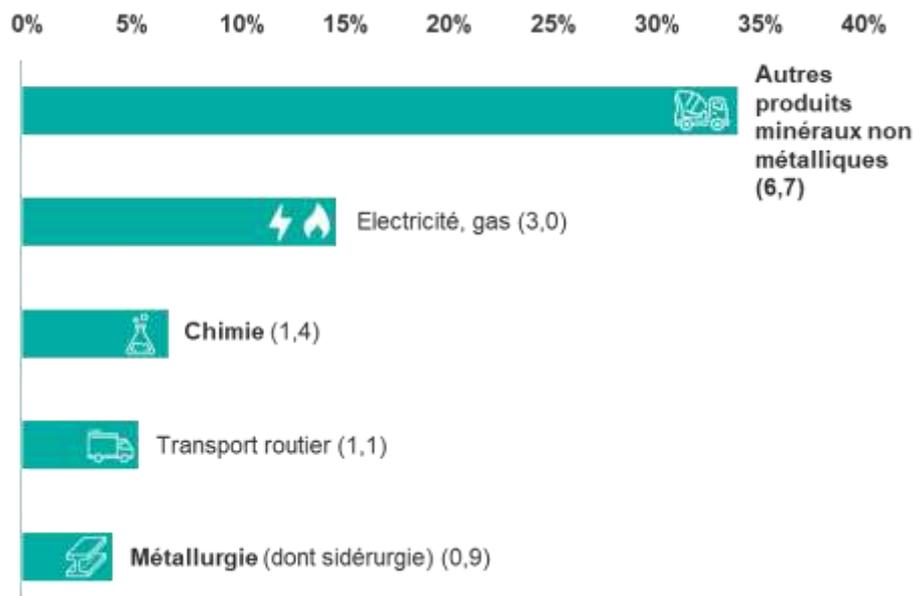
Note méthodologique : le graphique s'appuie sur les données de la BNB, issues du rapport 'Bilan énergétique de la Wallonie de l'année 2020. Chapitre 3 : Bilan de l'Industrie', page 27, réalisé par l'ICEDD.



- › **46 % des émissions liées à la production de la Région wallonne sont attribuées à l'industrie, dominées par les industries de la fabrication d'autres produits minéraux non-métalliques, de la chimie et de la métallurgie, le reste étant attribué à la production d'énergie.**

Selon le compte des émissions atmosphériques (*Air Emissions Accounts, AEA*) établi par le Bureau Fédéral du Plan (Bureau fédéral du Plan, 2023), les émissions liées à la production (à savoir les secteurs industriels et de production d'énergie) s'élevaient, hors émissions directes des ménages donc, à **19,7 Mt de CO₂** (26 % des émissions du pays) pour la Wallonie en 2015, contre 54,3 Mt (71 %) pour la Flandre et 2,7 Mt (3 %) pour Bruxelles. La contribution de la Wallonie aux émissions du pays concorde avec sa part dans le PIB belge, qui s'élève à environ 23 %.

Figure 6 - Classement des secteurs en fonction du pourcentage dans le total des émissions wallonnes (émissions par branche en Mt de CO₂) (Bureau fédéral du Plan, 2023)



Note méthodologique : le graphique est construit selon les AEA régionaux, calculés par le Bureau Fédéral du Plan. Ils tiennent compte de l'ensemble des émissions de CO₂ rejetées tout au long du procédé de production des biens et des services livrés à la demande finale intérieure.

L'industrie de la fabrication d'autres produits minéraux non-métalliques (ciment, chaux...) ressort comme la **plus grande émettrice de CO₂**. Comme indiqué par la Figure 6 - Classement des secteurs en fonction du pourcentage dans le total des émissions wallonnes (émissions par branche en Mt de CO₂), cette branche est à l'origine de 6,7 Mt de CO₂ soit près de 34 % des émissions de production de la Région. Cette industrie est dominée en Wallonie par des entreprises spécialisées dans la production de chaux (Carmeuse, Lhoist) et de ciment (Holcim, CCB et Heidelberg Materials), à l'origine d'émissions importantes, à la fois de combustion et de process.

L'industrie chimique et la métallurgie font également partie des principaux émetteurs de CO₂. Ces secteurs représentent respectivement 1,4 Mt et 0,9 Mt de CO₂ soit environ 7 % et 5 % des émissions totales liées à la production.

Les secteurs des minéraux non-métalliques, de la chimie, de la métallurgie (comprenant la sidérurgie) ressortent donc comme **grands consommateurs d'énergie ainsi que comme principaux émetteurs de CO₂**.



Selon le SPW et l'AWAC, l'industrie était responsable de l'émission d'environ **11 Mt éq CO₂** de gaz à effet de serre (GES), soit **29,5 % des émissions totales de la Région** (État de l'environnement wallon, 2022).

- › **La Région wallonne reflète une tendance mondiale : l'industrie, en tant que deuxième plus grande source d'émissions de CO₂ à l'échelle du globe, doit jouer un rôle crucial dans la réalisation de l'objectif de neutralité carbone.**

Selon l'Agence internationale de l'Energie, trois secteurs industriels clés - la chimie, la métallurgie et la production de ciment - sont responsables de près de 60 % de la consommation énergétique industrielle et de quelque 70 % des émissions de CO₂ du secteur industriel au niveau mondial (International Energy Agency, 2021).

2.4. Description des PME industrielles wallonnes

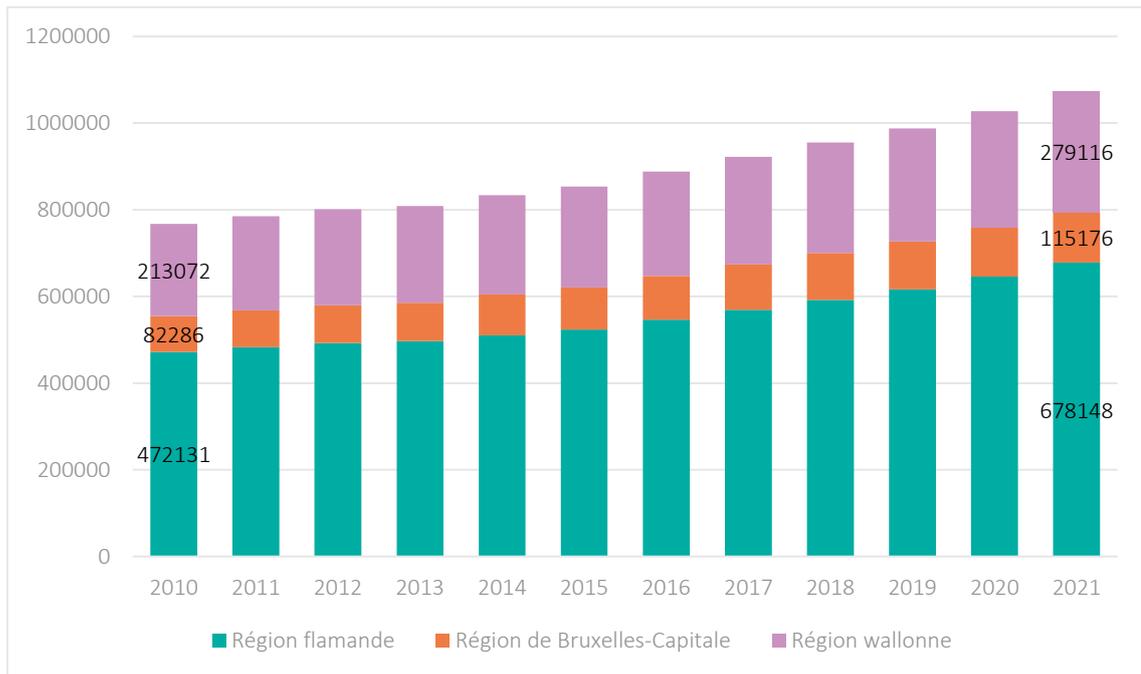
- › **Les PME, représentant plus de 95 % des entreprises industrielles wallonnes, jouent un rôle majeur dans le paysage économique et constituent des leviers essentiels pour la décarbonation industrielle de la Wallonie.**

Les **PME**, représentant plus de **95 % des entreprises industrielles wallonnes**, jouent un rôle majeur dans le paysage économique et constituent des leviers essentiels pour la décarbonation industrielle de la Wallonie (Statbel, 2021) (IWEPS, 2021).

La contribution des PME aux émissions de CO₂ (souvent non évaluées), dans l'industrie est nettement inférieure à celle des grandes entreprises. Cependant, toutes les entreprises industrielles utilisant des procédés de fabrication émettant du CO₂ seront éventuellement assujetties à des obligations de réduction des émissions, que ce soit à travers le Système d'échange de quotas d'émission (*ETS*), ce qui pourrait entraîner des répercussions sur leur compétitivité, notamment en termes de coûts et de charge administrative. Il est crucial d'encourager les PME à entreprendre des démarches de décarbonation.



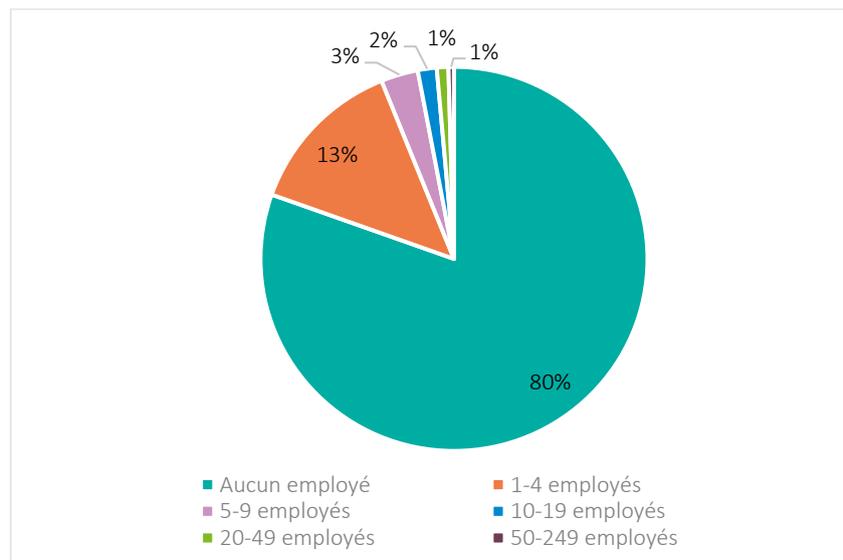
Figure 7 - Evolution du nombre de PME (< 250 employés) par région en Belgique entre 2010 et 2021 (Statbel, 2021)



Note méthodologique : le graphique est construit selon les données de Statbel, qui dénombre le nombre de créations (primo-assujettis ou ré-assujettissements), de radiations, et d'assujettis actifs à la TVA par activité économique, localisation du siège social et classe d'emploi. Selon Statbel, il y avait 1 092 955 entreprises de moins de 250 employés assujetties à la TVA en 2021. Les entreprises belges localisées à l'étranger ou non attribuées à une région (20 515 entreprises) n'apparaissent pas dans la répartition par région proposée sur le graphique.

Comme le montre la Figure 8 - Répartition des PME (<250 employés) en fonction du nombre d'employés en Wallonie, 2021, parmi les PME wallonnes, près de 95 % d'entre elles emploient moins de 5 employés.

Figure 8 - Répartition des PME (<250 employés) en fonction du nombre d'employés en Wallonie, 2021 (Statbel, 2021)



Note méthodologique : le graphique est construit selon les données de Statbel, qui répertorient les entreprises selon leur classe d'emploi. Sont ici considérées uniquement les entreprises de moins de 250 employés actives en Région wallonne.

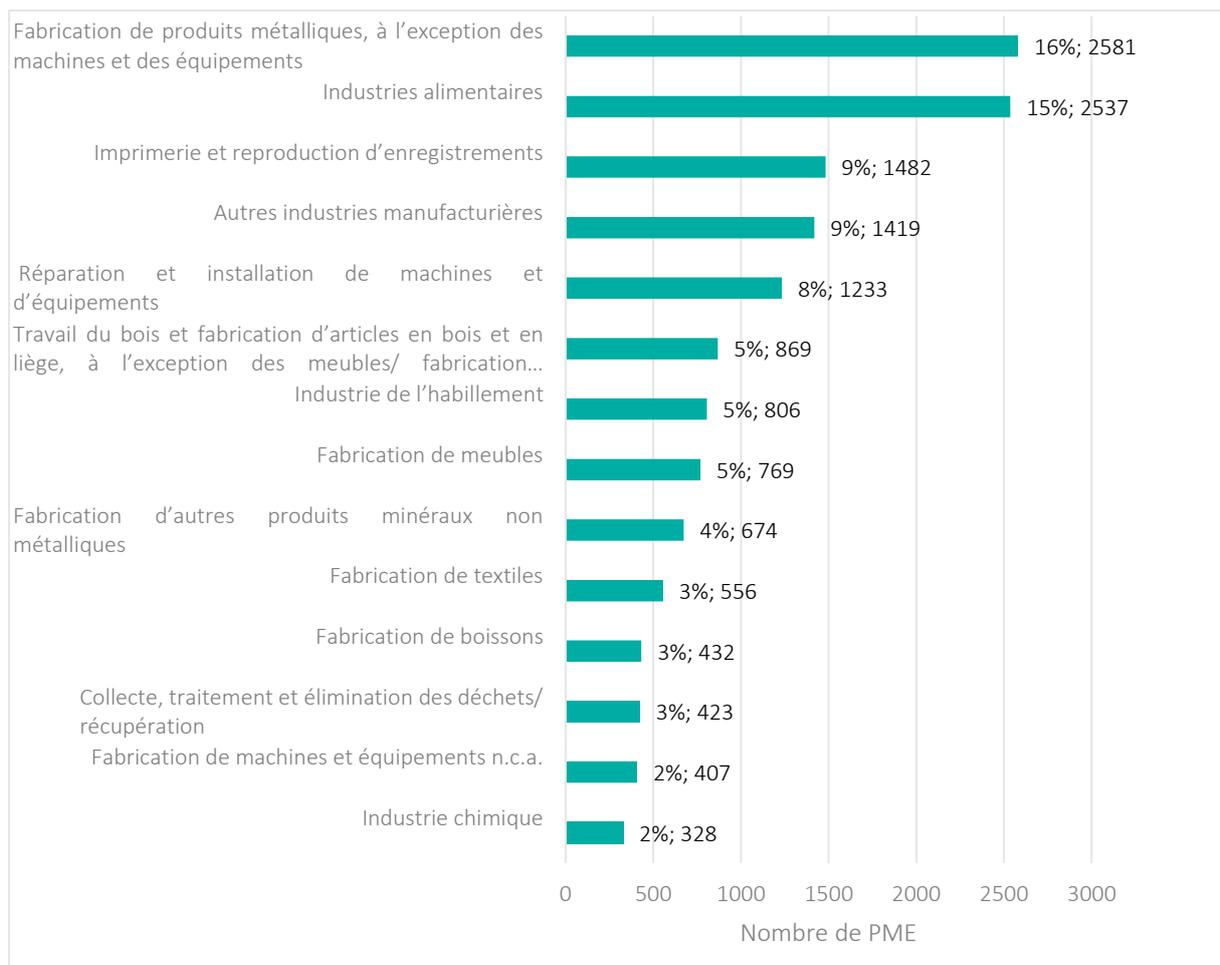


› **La fabrication de produits métalliques et l'industrie alimentaire sont les deux sous-secteurs où l'on compte le plus grand nombre de PME industrielles.**

Les PME actives dans l'industrie wallonne opèrent dans de nombreux secteurs d'activité. Parmi elles, nous retrouvons 97 % d'entreprises liées à l'**industrie manufacturière**. Cette catégorie comprend notamment les secteurs de la sidérurgie, les non-ferreux, la chimie, les minéraux non-métalliques, l'alimentation, le papier et les fabrications métalliques. A la marge, la Wallonie comprend également des industries de production et de distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné, des industries extractives et des industries de production et de distribution d'eau ainsi que de gestion des déchets et de dépollution. Selon l'AWAC, les émissions attribuées aux industries de production hors énergie ont contribué à 32% des émissions de GES en 2022, contre 9% pour les industries produisant de l'énergie.

La figure ci-dessous expose les 14 sous-secteurs d'activités qui constituent ensemble près de 90 % du nombre de PME industrielles wallonnes. Elles sont classées selon leur code NACEBEL à 2 digits pour permettre une vue sous-sectorielle plus détaillée. L'industrie de la fabrication de produits métalliques et l'alimentaire sont les secteurs comptabilisant le plus de PME avec respectivement 16 % et 15 % du nombre total de PME industrielles.

Figure 9 - Répartition des PME en Wallonie active dans l'industrie selon le secteur d'activité (NACE-2), 2021 (Statbel, 2021)



Note méthodologique : le graphique est construit selon les données de Statbel, considérant les entreprises de moins de 250 personnes actives dans l'industrie en Région wallonne selon leur code NACE 2 digits. Les secteurs présentant moins de 320 PME n'apparaissent pas sur le Graphique.





PARTIE B : Objectifs et périmètre de l'étude



1. Objectifs de l'étude

Dans le cadre du Plan de Relance de la Wallonie et du Plan National de Reprise et de Résilience, visant à **dynamiser l'économie wallonne, encourager la création d'emplois et promouvoir la transition vers une économie plus durable et résiliente**, le **Gouvernement wallon a confié à Wallonie Entreprendre (WE) la mission de réaliser une roadmap pour la décarbonation de l'industrie wallonne.**

Dans ce contexte, le consortium formé par ICEDD, Sia Partners et VITO a été mandaté par WE pour la réalisation de cette mission, composée de deux livrables, au terme d'un processus de marché public.

La mission du consortium, à travers ce rapport, consiste en l'élaboration d'une **feuille de route** composée de **mesures concrètes** dotées d'une vision temporelle par jalons d'ici 2030 en vue d'une neutralité carbone en 2050. L'articulation des actions – à la fois dans le temps et dans les nombreux domaines concernés – et la mobilisation des acteurs fait également partie de l'exercice.

Cette feuille de route vise à éclairer les autorités publiques wallonnes sur les priorités à mettre en œuvre, les obstacles à lever et les mesures à prévoir, afin d'accompagner la décarbonation de l'industrie wallonne et ainsi contribuer à l'atteinte des objectifs environnementaux que la Région wallonne s'est fixés, tout en assurant la compétitivité des entreprises wallonnes. Cette feuille de route s'appuie sur un panorama des moyens de décarbonation, avec un approfondissement par procédé industriel.

Le consortium a également pour mission de concevoir un **outil d'aide à la décision**, du nom de **PIZEN** pour **Procédés Industriels Zéro Emission Nette**. Cet outil vise à guider les PME dans l'identification des mesures de décarbonation les plus adaptées à leur profil énergétique et à leurs processus industriels.

2. Émissions de CO2 et périmètre

2.1. Définition des émissions de GES

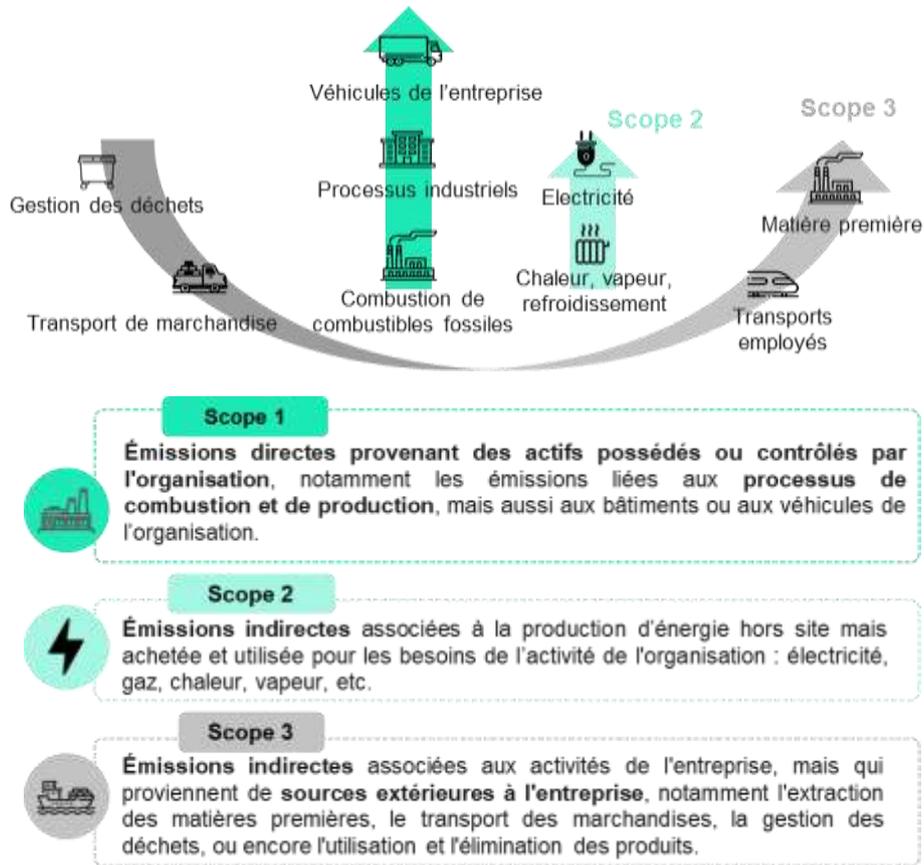
Une évaluation rigoureuse des émissions de GES est essentielle pour élaborer une stratégie de décarbonation, permettant aux entreprises de prendre conscience de leur impact environnemental, d'identifier les sources d'émissions, de fixer des objectifs de réduction et de favoriser la prise de décisions en connaissance de cause.

Dans cette optique, la méthode du *GHG Protocol*⁶ est couramment utilisée. Elle établit des normes de mesure et de déclaration et classe les émissions de GES en trois scopes (1, 2 et 3). Cette étude se focalise sur la réduction des émissions provenant des actifs possédés par l'entreprise, notamment les émissions liées aux processus de combustion et de production (émissions directes, scope 1), ainsi que les émissions associées à la production d'énergie hors site (émissions indirectes, scope 2). Les autres émissions indirectes (scope 3) impliquent souvent des activités en amont ou en aval de l'activité de l'entreprise.

Les scopes 1 et 2 du *GHG Protocol* sont directement liés à la consommation énergétique, en particulier pour les entreprises opérant avec des procédés industriels.

⁶ Protocole international proposant un cadre pour mesurer, comptabiliser et gérer les émissions de gaz à effet de serre provenant des activités des secteurs privé et public élaboré par le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) et le World Resources Institute (WRI). <https://ghgprotocol.org/>

Figure 10 - Description des scopes liés aux émissions de gaz à effet de serre



2.2. Territorialité des émissions

Lors de la comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans les modélisations et projections sur **localisation donnée**, les émissions comptabilisées sont uniquement les émissions territoriales, à savoir les émissions des **scope 1**, qui ont donc effectivement lieu dans le périmètre géographique de la comptabilisation. Ainsi, par exemple, dans les calculs des émissions wallonnes, lorsque l'électricité est importée, elle est considérée avec des émissions nulles puisque les émissions liées à sa production sont en dehors des frontières étudiées. Ce principe est appliqué pour la remise des Contributions Déterminées au niveau National (NDCs) par les pays signataires de l'Accord de Paris aux Nations Unies.

2.3. Périmètre de l'étude

La décarbonation de l'industrie fait référence à la réduction progressive des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine atmosphérique provenant du secteur industriel. À l'échelle mondiale, les gaz les plus importants contribuant à l'effet de serre sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O) et les gaz fluorés⁷. Bien que la réduction des émissions de tous ces gaz soit cruciale pour la décarbonation du secteur industriel, cette feuille de route se concentre principalement

⁷ Le Parlement européen souhaite une réduction progressive plus importante des hydrofluorocarbones (HFC) sur le marché européen à partir de 2039, avec une élimination complète de la production et de la consommation de HFC d'ici 2050. Lien : <https://www.europarl.europa.eu/news/fr/press-room/20230327IPR78543/gaz-fluores-l-action-de-l-ue-pour-reduire-les-emissions-renforcee>



sur les **émissions de CO2** liées à la production d'énergie et celles attribuables à l'activité industrielle car elles constituent un levier important de décarbonation, **à savoir les scopes 1 et 2**. Les frontières du bilan ici est donc plutôt l'entreprise et non un territoire. En général, les entreprises ont plus de pouvoir d'action sur les émissions de scope 1 (directement émises sur leur site) que sur les émissions de scope 2 (production d'électricité hors site par exemple), mais cela ne veut pas dire que des actions ne sont pas possibles, raison pour laquelle les deux sont considérés. **Le scope 3 dépasse l'objet de cette étude et n'est pas considéré.**

3. Focus sur les entreprises industrielles, avec une attention particulière portée aux PME

Bien que les grandes entreprises présentent le potentiel de réduction le plus important, il s'avère qu'elles ont déjà largement intégré l'enjeu de leur décarbonation et qu'elles suivent déjà de manière significative les voies de décarbonation. Une attention particulière est dès lors portée dans cette étude aux « petites et moyennes entreprises » (PME)⁸. Malgré leur faible poids relatif dans les émissions de GES, les PME ont en effet, du fait de leur nombre en Région wallonne, également un rôle important à jouer dans la décarbonation de la Wallonie. Elles disposent cependant de moyens plus limités, nécessitant un soutien adapté.

⁸ Il n'existe pas en Belgique de définition univoque pour les PME. Aux fins de cette étude, la définition retenue est donc toute entreprise qui occupe moins de 250 personnes et présente soit un chiffre d'affaires inférieur ou égal à 50 millions d'euros, soit un total du bilan ne dépassant pas 43 millions d'euros.



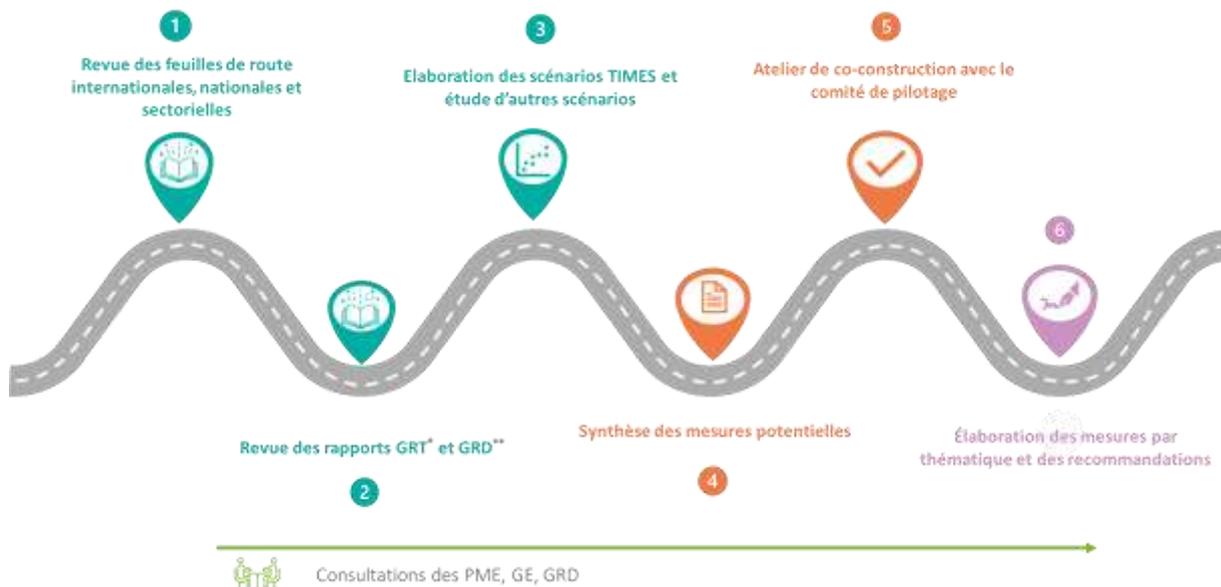
PARTIE C : Méthodologie de construction de la roadmap

1. Vue globale sur le processus de construction de la roadmap

La figure ci-dessous illustre les grandes étapes de construction de la roadmap. Une série de documents ont été étudiés pour intégrer toutes les couches législatives et stratégiques qui chapeautent la décarbonation de l'industrie en Wallonie. Cette revue de littérature a ensuite été complétée par des scénarios de mix énergétique volontairement contrastés. Ce matériel a alimenté une série de consultations avec des parties prenantes visant à mettre en lumière les défis des entreprises en lien avec les scénarios et les stratégies énergétiques européennes, nationales et régionales.

Sur base de toutes ces informations, un ensemble de constats et de recommandations ont été formulés et challengés avec un panel d'acteurs complémentaires. La feuille de route nait donc d'une base scientifique solide et de la collaboration de très nombreux acteurs, du niveau de l'entreprise au niveau politique, en passant par les entités publiques wallonnes pertinentes.

Figure 11 - Vue générale du déroulé du projet



2. Implication des parties prenantes

L'écriture de cette feuille de route s'appuie sur une gouvernance spécifique impliquant divers acteurs complémentaires afin d'en assurer la pertinence et le réalisme :

- Comité d'accompagnement
- Comité de pilotage
- Consultations auprès de différentes entreprises (PME et grandes entreprises)



2.1. Comité d'accompagnement

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 et solliciter des entreprises pour la tenue des consultations,
- Challenger les hypothèses considérées,
- Entretenir la mobilisation du Comité de pilotage et l'articulation de la mission avec les autres initiatives de portée régionale concourant à la décarbonation de l'industrie wallonne.

Fréquence : Réunions trimestrielles.

Participants :

Organisation	Rôle
ICEDD	Consultant
VITO	Consultant
Sia Partners	Consultant
Wallonie Entreprendre	Outil régional de financement et d'accompagnement des entreprises

2.2. Comité de pilotage

Rôle et objectifs :

- Affiner le périmètre de la mission pour maximiser les complémentarités avec les autres initiatives de portée régionale concourant à la décarbonation de l'industrie wallonne,
- Sponsoriser la démarche auprès des autres parties prenantes,
- Challenger et valider les hypothèses considérées,
- Apporter un regard critique aux analyses et aux messages du rapport.

Fréquence : Réunions trimestrielles.

Participants :

Organisation	Rôle
ICEDD	Consultant
VITO	Consultant
Sia Partners	Consultant
Wallonie Entreprendre	Outil régional de financement et d'accompagnement des entreprises
Cabinet du Ministre de l'Economie, du Commerce extérieur, de la Recherche et de l'Innovation	Cabinet ministériel



Cabinet du Ministre du Climat, de l'Énergie, de la Mobilité et des Infrastructures	Cabinet ministériel
MecaTech	Pôle de compétitivité
Tweed	Cluster énergie et environnement
GreenWin	Pôle de compétitivité
Union wallonne des entreprises (UWE, aujourd'hui AKT for Wallonia)	Fédération des entreprises wallonnes
Agence wallonne de l'air et du climat (AWAC)	Agence publique
Service Public de Wallonie - Territoire, Logement, Patrimoine, Énergie	Administration wallonne
Service Public de Wallonie - Économie, Emploi, Recherche	Administration wallonne

2.3. Consultations

Objectifs :

- Développer une vision du paysage industriel wallon et de sa décarbonation,
- Garantir la prise en compte des projets et des difficultés des entreprises dans la feuille de route,
- Confirmer, infirmer et compléter les éléments de la feuille de route.

Le tableau ci-dessous résume le format des consultations, ainsi que leurs objectifs et participants.

Tableau 1 - Objectifs de consultations et participants

Format	Enquête en ligne	Entretiens bilatéraux	Présentation des scénarios	Entretiens grandes entreprises	Entretiens GRD	Atelier
Objectif principal	Comprendre la maturité, les besoins et les défis rencontrés par les PME en matière de décarbonation		Valider et prendre en compte les réactions des fédérations concernant les scénarios	Orienter, challenger et compléter des éléments de la feuille de route		Valider les axes principaux de la feuille de route
Participants	PME	PME	Fédérations sectorielles et/ou grandes entreprises	Grandes entreprises wallonnes	GRD	Comité de Pilotage



- › Dans l'objectif de comprendre les besoins et les défis rencontrés par l'ensemble des industriels en matière de décarbonation, des acteurs variés de l'industrie wallonne ont été impliqués dans la construction de la feuille de route.

Afin de déterminer les principaux axes de réflexion pour la feuille de route, des consultations ont été menées auprès d'un panel d'acteurs wallons. Cette démarche visait à approfondir la compréhension de la réalité industrielle en Wallonie et à cerner les enjeux et les défis des industriels en matière de décarbonation.

Pour initier le processus, des **PME** ont été sollicitées à travers une enquête en ligne. Cette enquête a également été relayée par les Pôles, Clusters et Fédérations membres du Comité de pilotage. Les questions de cette enquête ont ensuite été approfondies au cours d'entretiens bilatéraux. Les résultats sont présentés dans la section 4 - Enquête auprès de PME en matière de décarbonation.

Simultanément, les scénarios TIMES, exposés dans la section 3 - Scénarios de décarbonation, ont été présentés à certaines **Fédérations sectorielles**⁹. Les résultats présentés comprenaient une description de la construction des scénarios, les évolutions de la demande énergétique finale dans l'industrie wallonne, et des fiches par vecteur (hydrogène, CCUS, e-méthane, biomasse) mettant en avant leur potentiel d'utilisation industrielle, leur contribution à la décarbonation, leur potentiel de production locale, les importations, les éléments de coût ainsi qu'une liste de défis. Les réactions et les retours obtenus ont permis d'adapter les perspectives de décarbonation industrielle en Wallonie, d'identifier des défis et d'établir des éléments de réflexion pour la feuille de route.

Ensuite, des **entretiens approfondis avec d'importantes entreprises wallonnes** et des **gestionnaires de réseaux de distribution wallons** ont contribué à recueillir l'avis de grands acteurs de l'industrie sur les défis associés à la décarbonation et à approfondir la feuille de route.

3. Scénarios de décarbonation

3.1. Objectif de l'utilisation de TIMES

TIMES est un outil prospectif permettant d'obtenir des informations à partir d'analyses de scénarios reflétant les différentes politiques, mesures ou incitations en lien avec le système énergétique d'une région ou d'un pays.

Dans le cadre de cette mission, il a été décidé d'utiliser le modèle TIMES-Wallonie, pour établir plusieurs scénarios énergétiques **volontairement contrastés** et ainsi alimenter les discussions avec les différentes parties prenantes. Ces scénarios ont ainsi été testés pour en extraire les principaux enseignements **d'un point de vue strictement technico-économique** de la décarbonation du système énergétique wallon, à l'horizon 2050.

Les enseignements tirés de l'utilisation de TIMES ont par ailleurs été complétés par les messages qui ressortent d'autres études portant sur la transition vers la neutralité carbone, réalisées par d'autres équipes de recherche (VITO & EnergyVille, 2023) ou d'autres institutions.

Ainsi, les résultats des différentes modélisations du mix énergétique belge et wallon ont servi de base aux consultations des parties prenantes et aux réflexions de cette étude. Deux familles de scénarios sont à distinguer :

- Scénarios dits « Febeliec » : scénarios élaborés au niveau belge, ayant pour but de déterminer à quoi ressemblera le paysage énergétique belge dans une société climatiquement neutre.

⁹ Febelcem, Fédération Belge de la Brique, Union wallonne des entreprises, Essenscia, Fevia, Indufed, Fedieux, GSV ont participé aux réunions



- Scenarios dits « TIMES » : scenarios élaborés dans le cadre de cette étude ayant pour objet de servir de base aux consultations des parties prenantes. Ces scenarios ont été réalisés au niveau wallon, avec une attention particulière portée aux besoins de l'industrie et une série d'hypothèses choisies durant l'étude.

Lors de l'exercice de modélisation, on distingue deux types de scénarios :

- Le scenario de référence, sur lequel porte l'analyse de base, fait état des services ou des facilités matérielles associées à l'utilisation finale de l'énergie (telles que les trajets en voiture, l'éclairage résidentiel, la demande en vapeur d'une industrie papetière, etc.) sur base d'évaluations obtenues auprès des consommateurs. Le scénario de référence prend en compte la demande actuelle de services énergétiques et la projection future de cette demande pour tous les secteurs.
- Les scénarios alternatifs sont construits sur la base du scénario de référence en changeant un ou plusieurs paramètre(s) relatif(s) aux technologies (coûts, durée de vie, disponibilité, etc.), aux demandes de services énergétiques, ainsi qu'en relâchant ou en ajoutant des contraintes (relatives aux émissions, aux quantités des ressources disponibles, etc.).

3.2. Fonctionnement de TIMES

Le modèle TIMES Région Wallonne (RW) fait partie de la famille des modèles technico-économiques de type *bottom-up*, en ce qu'il se base sur une description détaillée du système énergétique¹⁰ et que son périmètre s'arrête à celui-ci (*i.e. il n'intègre pas de contraintes sociales telles que la précarité énergétique, ou spatiales sur les réseaux de distribution par exemple*). En ce qui concerne le formalisme mathématique sous-jacent, les modèles *bottom-up* ont été développés sous la forme de modèles de simulation ou d'optimisation. Ainsi, le modèle TIMES est bien un **modèle d'optimisation technico-économique**.

La formulation d'un problème d'optimisation est constituée de trois types d'entités :

- les variables de décision : à savoir les inconnues ou les quantités endogènes ;
- la fonction « objectif » : une expression mathématique pour exprimer le critère à minimiser ou maximiser (en l'occurrence : minimiser le coût global du système énergétique wallon) ;
- les contraintes : équations ou inégalités (impliquant les variables de décision) qui doivent être remplies par la solution optimale (exemple de contraintes : atteindre une réduction des GES émis de -95% d'ici 2050, par rapport au niveau de 1990).

Dans le modèle TIMES, les principales variables de décision sont les suivantes (les unités de mesure utilisées sont données entre parenthèses) :

- pour chaque technologie et pour chaque période : les investissements en nouvelles capacités (GW), la capacité totale installée (GW) et le niveau de fonctionnement ou d'activité (PJ) ;
- pour chaque vecteur énergétique et pour chaque période : les quantités (PJ) importées, exportées ou produites localement ;
- pour chaque polluant atmosphérique décrit et pour chaque période : le niveau d'émissions (kt).

La fonction principale de TIMES est de minimiser le coût total ou global du système énergétique wallon. Tous les éléments de coûts sont actualisés pour l'année sélectionnée.

¹⁰ Il prend en compte la production ou l'importation des différentes formes d'énergie, leur transport, leur stockage, leur distribution, jusqu'à leur consommation finale pour répondre à toute la demande à l'échelle d'un territoire. Il intègre tous les moyens technologiques, d'infrastructures et d'équipements pour le mettre en œuvre, ainsi que les émissions polluantes qui en résultent.



Le coût total du système énergétique comprend donc les éléments suivants :

- les coûts en capital engagés pour investir dans les nouvelles capacités (de production ou de consommation d'énergie) ;
- les coûts, fixes et variables, d'exploitation annuels et de maintenance (O & M) ;
- les coûts annuels induits lors du démantèlement des technologies ;
- les coûts d'importation d'énergie et ceux liés à la production/extraction des ressources énergétiques nationales ;
- les revenus provenant des exportations de ressources énergétiques nationales;
- les frais de livraison des matières premières consommées par les processus industriels ;
- les taxes et subventions associées aux flux de marchandises, aux activités de processus ou aux investissements ;
- les revenus générés par la récupération de certains produits (lorsque le démantèlement d'un processus libère des produits de valeur) ;
- la valeur de récupération des processus et des produits intégrés à la fin de l'horizon de planification.

Tout en minimisant le coût total actualisé, le modèle TIMES doit satisfaire un grand nombre de contraintes qui expriment les relations physiques et logiques qui doivent être remplies afin de représenter correctement le système énergétique. Les principales contraintes du modèle sont les suivantes :

- les contraintes de satisfaction de toutes les demandes en termes de consommation énergétique ;
- les contraintes de cohérence de la représentation du modèle (équilibre des flux, transfert inter-périodes, respect des limites de fonctionnement des technologies à travers la disponibilité annuelle, etc.) ;
- les contraintes supplémentaires sur les capacités, les investissements, ou les activités, définies par l'utilisateur (potentiel de renouvelable, par exemple).

La solution optimale du problème de minimisation des coûts donne, pour chaque période, les valeurs de toutes les variables de décisions du modèle, et ce pour chaque technologie et pour chaque vecteur énergétique. Le modèle TIMES détermine aussi directement un coût marginal associé à chaque contrainte (càd le surcoût induit lorsqu'on relâche la contrainte d'une unité). Il détermine également les « coûts réduits » pour les technologies non retenues, c'est-à-dire la diminution de coûts ou la subvention qui aurait permis à une technologie non sélectionnée de l'être.

L'optimisation étant effectuée simultanément sur toutes les périodes et pour toutes les technologies, la solution obtenue est donc un optimum « en connaissance parfaite du futur ». Cela signifie que le modèle 'sait' exactement au temps présent quels seront les coûts et les disponibilités des différentes technologies dans le futur. Il 'sait', par exemple, si une nouvelle technologie de rupture sera disponible en 2045. Il en 'connaît' les coûts et les caractéristiques techniques.

3.3. Étude Febeliec, une référence utile

Comme mentionné précédemment, cette étude (Juan Correa Laguna, 2023) avait pour objet de déterminer le paysage énergétique belge à l'horizon 2050.



Les hypothèses générales pour les trois scénarios établis étaient les suivantes (de façon non-exhaustive)¹¹ :

- Le système énergétique belge atteint des émissions nettes de CO₂ nulles d'ici 2050, avec un prix du CO₂ augmentant progressivement jusqu'à atteindre 350 €/tonne en 2050
- Les niveaux de production industrielle en Belgique sont supposés rester constants par rapport à aujourd'hui, avec les nouveaux investissements prévus inclus.
- La durée de vie de 2 GW de capacité nucléaire existante est prolongée de 10 ans à partir de 2025. Il est supposé que les investissements dans cette extension de durée de vie seront achevés d'ici 2025.
- La Belgique peut investir dans les énergies renouvelables jusqu'à son potentiel technique¹².
- Les coûts de modernisation du réseau de distribution électrique sont pris en compte de manière rudimentaire.
- Les coûts d'infrastructures pour l'hydrogène sont basés sur la définition du Backbone Hydrogène pour la Belgique et sur un coût d'investissement donné. Pour les coûts du réseau de CO₂, une estimation de l'expédition à partir des principaux ports (Anvers et Gand) et un tarif de transport sont utilisés.
- La production industrielle est constante jusque 2050.

Ensuite, trois scénarios ont été établis :

- **Scénario central** : la Belgique atteint zéro émission nette d'ici 2050 grâce à des mesures d'efficacité énergétique et à l'adoption de nouvelles technologies. Cela inclut la rénovation des bâtiments, l'utilisation de véhicules plus efficaces, et des changements dans les systèmes de chauffage. De plus, l'utilisation de molécules synthétiques comme l'hydrogène et le stockage du carbone sont envisagés. L'importation d'hydrogène et de dérivés est également envisagée, avec des coûts fondés sur les projections issues d'études internationales. Bien que la Belgique n'ait pas de sites de stockage de CO₂, elle aura accès au stockage transfrontalier en Mer du Nord et en Norvège.
- **Scénario d'électrification** : la Belgique pourrait accéder à une capacité éolienne *offshore* accrue et investir dans de nouvelles technologies nucléaires. La capacité éolienne *offshore* serait basée sur un accord signé par la Belgique, l'Allemagne, le Danemark et les Pays-Bas visant à construire au moins 150 GW de capacité éolienne. Du côté du nucléaire, la Belgique pourrait investir dans de nouvelles technologies nucléaires, en se concentrant sur les "Réacteurs Modulaires de Taille Réduite" (SMR). Les investissements dans ces nouvelles technologies pourraient être envisagés à partir de 2045, avec un coût d'investissement élevé.
- **Scénario molécules** : il examine l'impact de l'importation de molécules synthétiques à moindre coût et d'un accès limité au stockage transfrontalier du CO₂. La Belgique aurait accès à des molécules synthétiques à un prix réduit d'environ 30 % d'ici 2050, par rapport au scénario central. La Belgique aurait un accès limité de 5 millions de tonnes par an aux sites de stockage transfrontaliers (comme ceux des Pays-Bas et de la Norvège). En résumé, sous ce scénario, la Belgique pourrait importer de l'hydrogène vert à moindre coût tout en faisant face à des contraintes sur le stockage du CO₂.

¹¹ Les hypothèses précises de l'étude sont disponibles sur demande.

¹² Potentiel maximum de production d'énergie renouvelable, sans considération des politiques énergétiques, des coûts des technologies ou des aspects sociaux par exemples.



Les résultats principaux sont :

- Scénario Central :
 - L'utilisation finale d'énergie évolue, avec une prédominance des combustibles fossiles jusqu'en 2030.
 - La demande en électricité augmente considérablement d'ici 2050, principalement en raison de l'électrification de la production d'acier et des fours électriques dans les craqueurs de naphta.
 - Les molécules bas carbone représentent une part croissante de l'utilisation finale d'énergie dans l'industrie, principalement importées.

- Scénario d'Électrification :
 - Le degré d'électrification est similaire au scénario central, avec une légère augmentation.
 - Il prévoit du nucléaire en 2050, et ne prévoit pas le recours à l'hydrogène, contrairement aux deux autres scénarios.
 - L'utilisation de molécules bas carbone reste la même que dans le scénario central.

- Scénario Molécules :
 - L'électrification se produit au même rythme que dans le scénario central, mais l'adoption de molécules bas carbone commence plus tôt.
 - La demande finale d'énergie est plus faible entre 2030 et 2040 en raison de la limitation du stockage du carbone, mais elle augmente ensuite de manière significative d'ici 2050.
 - Une plus grande proportion de molécules bas carbone est utilisée, avec une partie importante importée et une autre produite localement.
 - L'hydrogène est également utilisé pour la synthèse du méthanol, en plus des applications industrielles.

En résumé, les trois scénarios montrent une transition vers **une utilisation croissante d'électricité** et de molécules bas carbone dans l'industrie, mais avec des différences dans le moment et le rythme de cette transition, ainsi que dans l'origine des molécules propres utilisées.

Des liens plus précis entre nos scénarios TIMES et cette étude sont réalisés ci-dessous.

3.4. Hypothèses des scénarios dits « TIMES » élaborés dans cette étude

3.4.1. Définition des scénarios

Différents scénarios ont été testés en utilisant le modèle TIMES-Wallonie. Tout d'abord, un scénario de référence a été établi. Il correspond au scénario WEM (*With Existing Measures*) développé pour le compte du SPW pour établir les projections énergétiques et climatiques dans le cadre des obligations de rapport de la Wallonie vis-à-vis de la Commission européenne. Il s'agit d'un scénario sans contrainte spécifique, qui prolonge les politiques existantes sans en implémenter de nouvelles et sans fixer d'objectif de décarbonation à l'horizon 2030 ou 2050. Il s'agit donc d'un scénario que l'on pourrait qualifier de BAU (*Business As Usual*). Dans la suite de ce rapport, on parlera du scénario de référence.



Ensuite, nous avons défini 3 scénarios permettant d'atteindre, en Wallonie, une réduction des émissions de CO₂ de 95 % par rapport à 1990. Ainsi, les scénarios s'arrêtent en 2050, et ne considèrent pas les technologies qui seront disponibles après 2050. Un premier scénario dit CENTRAL reprend la contrainte de « -95 % en 2050 » sans majoration ou limitation de potentiels qu'ils soient de production d'énergie renouvelable, et d'importation ou de stockage de CO₂.

Afin de donner du contraste dans les résultats, un scénario ELEC (pour « électricité »), dans lequel la capacité d'importation d'électricité a été augmentée, a été défini. De même, un scénario MOLE (pour « molécules ») qui suppose la possibilité d'importer et d'exporter des molécules de gaz de synthèse (hydrogène vert ou méthane de synthèse) ainsi qu'une limitation des capacités de stockage de CO₂ a été construit. Les différentes hypothèses prises en compte dans ces scénarios sont décrites plus bas.

Enfin, pour prendre en compte l'éventuelle installation future sur le territoire wallon de nouvelles entreprises industrielles énergivores (comme une *gigafactory* fabricant des batteries électriques par exemple), une variante du scénario CENTRAL, supposant une consommation électrique supplémentaire en Wallonie correspondant à la production électrique de deux tranches nucléaires (2GW en *baseload*), a été modélisé. Ce dernier scénario est appelé, dans ce rapport, 'CENTRAL + 2 GW'.

Précisons enfin qu'on parlera dans le cadre de ce rapport de 'scénarios -95 %' quand il sera question de l'ensemble des scénarios de décarbonation (CENTRAL, ELEC, MOLE, CENTRAL + 2 GW).

3.4.2. Hypothèses retenues

Cette section a pour objet de présenter les hypothèses spécifiques à cette étude, mais ne présente pas les nombreuses hypothèses et données qui ont servi à construire le modèle TIMES-Wallonie, l'objet de ce rapport n'étant pas de détailler l'ensemble du modèle. Les principales hypothèses ayant un impact dans le cadre de cette étude sont donc décrites ci-dessous.

Objectif de réduction des émissions de CO₂

La contrainte de réduction de 95 % des émissions de CO₂ à l'horizon 2050 par rapport au niveau d'émission de 1990 porte, à la fois, sur l'ensemble du système wallon mais également plus spécifiquement sur le secteur industriel.

La diminution des émissions globales de CO₂ de 100 % n'a pas été considérée dans le cadre de ces scénarios. En effet, cette neutralité 'absolue' ne pourrait être atteinte qu'en considérant des concepts de compensation carbone ou de puits carbone et de captages anthropiques qui ne sont, à ce stade, pas tous modélisés de manière exhaustive. Nous laissons ainsi une petite marge au modèle afin qu'il trouve une solution techniquement admissible.

Importation d'électricité et éolien *offshore*

Les capacités d'importation d'électricité pour les différents scénarios ont été établies de manière différenciée entre le scénario de référence (BAU) et les scénarios de décarbonation et sont essentiellement basées sur les hypothèses relatives au futur parc éolien *off-shore* belge. Le scénario BAU d'importation repose sur le développement déjà acquis du parc *offshore* belge. La puissance *offshore* actuelle de 2.61 GW sera portée à 5.76 GW à l'horizon 2030 (SPF économie, 2024).

Pour les scénarios CENTRAL, MOLE, et CENTRAL + 2GW, un total de 8 GW (Belgian Offshore Platform, 2024) devrait être atteint pour le parc *offshore* belge à partir de 2040, cette hypothèse étant en



concordance avec celle considérée dans l'étude FEBELIEC (Juan Correa Laguna, 2023). La part wallonne est ensuite estimée sur base du taux de disponibilité des équipements *offshore* et d'une répartition régionale de l'électricité ainsi produite. Il a été considéré que 32 % de la production *offshore* reviendrait à la Région wallonne (au prorata de la population wallonne vis-à-vis de la population belge).

Pour le scénario ELEC, une capacité totale d'importation de 16 GW d'éolien *offshore* a été envisagée, soit un doublement de la capacité de 8 GW projetée dans les scénarios CENTRAL, CENTRAL + 2GW et MOLE. On peut d'ailleurs noter, qu'en mai 2022, la Belgique, l'Allemagne, le Danemark et les Pays-Bas ont signé un accord pour construire ensemble au moins 150 GW d'éoliennes en mer d'ici 2050. Dans le scénario ELEC, nous avons supposé que ce potentiel d'éolien *offshore* supplémentaire pour la Belgique serait produit en dehors des eaux territoriales belges.

Potentiel renouvelable local

L'évaluation du potentiel éolien *onshore* intégré est basée sur une étude que l'ICEDD a réalisée pour ELIA, et est celle utilisée dans le modèle Wallon de TIMES par défaut. Elle se monte à 5 GW (ICEDD & APERE, 2009). Il faut noter que dans l'étude du VITO pour FEBELIEC, le potentiel *onshore* est plus important. Il est évalué à 20 GW pour la Belgique.

Le potentiel des technologies photovoltaïques est estimé, à horizon 2050, à 35 GWc installables (hors agri-PV) (Institut Becquerel, 2020).

Importation de fuel de synthèse et H2

Le scénario MOLE repose sur la possibilité, pour le modèle, d'importer de l'e-méthane (gaz de synthèse) et de l'H2 pour l'industrie wallonne. Les potentiels et coûts d'importation sont concordants avec ceux de l'étude FEBELIEC et sont basés sur l'étude « *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy: Final report. Hydrogen Import Coalition* » (Flux 50, 2021) :

Coûts d'importation	2030 (€/MWh)	2050 (€/MWh)
H2 importation	96,91	78,77
eCH4 importation	90,50	78,95

Capacité de stockage de CO2

A l'échelle européenne, le potentiel de stockage de CO2 serait de 300 Gtonnes (EU GeoCapacity, 2009). Pour fixer le potentiel technique maximum de capacité de stockage qui peut être alloué à la Wallonie, nous avons considéré une répartition de la capacité totale européenne sur base des PIB de chaque Etat et Région. Le PIB wallon se montant à 0,8 % du PIB total européen, on table donc sur une capacité de stockage disponible pour la Wallonie de 2,4 Gt.

Dans le cadre des scénarios (sauf le scénario MOLE), nous avons imposé une limite supérieure cumulée de capacité de stockage de 200 Mt sur 20 ans (soit 10 Mt/an pendant 20 ans) pour la Wallonie, à partir de la mise à disposition du stockage géologique de CO2 (2035). Ceci représente environ la moitié des émissions annuelles du secteur industriel (voir Partie A 2.3). Dans le cadre du scénario MOLE, la capacité de 2,4Gt a été réduite d'un facteur 3, afin que le modèle favorise l'utilisation du CO2 pour la production des molécules synthétique (e-CH4).



Potentiel et coût de la biomasse

Les potentiels de production ou d'importation de biomasse considérés dans le cadre de ces scénarios sont résumés au sein du tableau suivant.

Tableau 2 - Potentiels de biomasse utilisés pour les scénarios TIMES

	Type de biomasse	Potentiel max Wallonie: TWh	Commentaires
Ressources locales	Biomasse Bois (hors pellets de bois)	5.7	(CapGemini, 2015)
	Pellets de Bois	2.95	La production de pellets de bois est directement modélisée en tant que process industriel, les capacités de production sont tirées du Panorama de VALBIOM (VALBIOM, Panorama des filières bois-énergie et agrocombustibles en Wallonie, 2018).
	Biogaz productible /récupérable (CET)	9	Il s'agit du biogaz actuellement consommé en Wallonie, augmenté du potentiel estimé par Valbiom (VALBIOM, cadastre de la biomasse wallonne valorisable énergétiquement, 2019).
	Déchets biomasses	3	Quantité actuellement consommée en Wallonie augmentée de la donnée issue du Cadastre de la biomasse réalisé par Valbiom (VALBIOM, cadastre de la biomasse wallonne valorisable énergétiquement, 2019).
Importations	Bois (hors pellets de bois)	0.5	
	Pellets de Bois	3.8	
Total		24.95	

Ces potentiels sont plus élevés que ceux de l'étude FEBELIEC qui s'élèvent à 13,9 TWh pour l'ensemble de la Belgique (Laguna Correa, Moglianesi, Vingerhoets, & Lodewijks, 2022). Il faut noter que l'estimation du potentiel d'importation de la biomasse est très variable selon les études considérées. Pour illustrer notre propos, l'étude du JRC de 2015 sur le potentiel de la biomasse « énergie » en Europe estimait, pour un scénario de référence, de l'ordre de 4856 PJ (1 349 TWh) de ressources bois mobilisables à horizon 2050 en Europe et ajoutait à cela un potentiel d'importation (hors EU) de pellets de 517 PJ (143 TWh). Dès lors, l'importation maximale considérée dans la cadre des scénarios présentés ici représente 0,27 % du potentiel de biomasse-énergie total (local + importation) estimé en Europe par le JRC.



Figure 12 - Bioenergy potentials for the EU28 under the three reference scenarios – summary table (PJ) (JRC Science for policy report, 2015)

		2020			2050		
		Low scenario	Reference scenario	High scenario	Low scenario	Reference scenario	High scenario
Domestic production	Agriculture	4000	5495	8030	4871	6452	9648
	Forestry	3794	5000	9095	2799	4856	9938
	Waste	545	716	1061	492	975	1545
Imports	Pellets	283	283	283	283	517	944
	Bioethanol	177	177	177	177	615	2133
	EMHV	259	259	259	259	451	783

Le coût de la biomasse-bois varie de 30 à 50€/MWh selon la biomasse-bois considérée. Les coûts des déchets sont supposés nuls, tandis que la biomasse utile à la production de biogaz a un coût qui varie de 0 à 30€/MWh selon le type de biomasse mobilisable (déchets méthanisables, sous-produits agricoles, ...).

3.4.3. Hypothèses supplémentaires

Tous les scénarios intègrent une production industrielle constante, à l'exception du scénario spécifique CENTRAL +2GW ; intégrant une « nouvelle » demande (voir la définition des scénarios). Ces coûts proviennent d'hypothèses européennes, existantes dans le modèle TIMES.

- Scénario WEM
 - o Coût CO2 pour l'ETS en 2030 : 80 €/t
 - o Coût CO2 pour l'ETS en 2050 : 160 €/t
- Tous les scénarios -95 %
 - o Coût CO2 en 2030 : 80€/t
 - o Coût CO2 pour l'ETS en 2050 : 410 €/t
 - o Coût CO2 pour le non ETS en 2050 de 40 €/t

3.5. Résultats

3.5.1. Consommation finale wallonne

Quel que soit le scénario envisagé, avec ou sans réduction des émissions de CO2, la consommation finale totale wallonne tend à diminuer et la part de la biomasse, quant à elle, à augmenter.

Dans le scénario de référence, l'utilisation de combustibles fossiles reste élevée et le besoin en électricité des divers secteurs relativement constant (Figure 13). L'inverse est observé dans les « scénarios -95 % », avec une nette diminution des combustibles fossiles au profit de la biomasse et d'une électrification (Figure 14).



Figure 13 - Evolution de la consommation finale globale pour le scénario de référence (TWh)

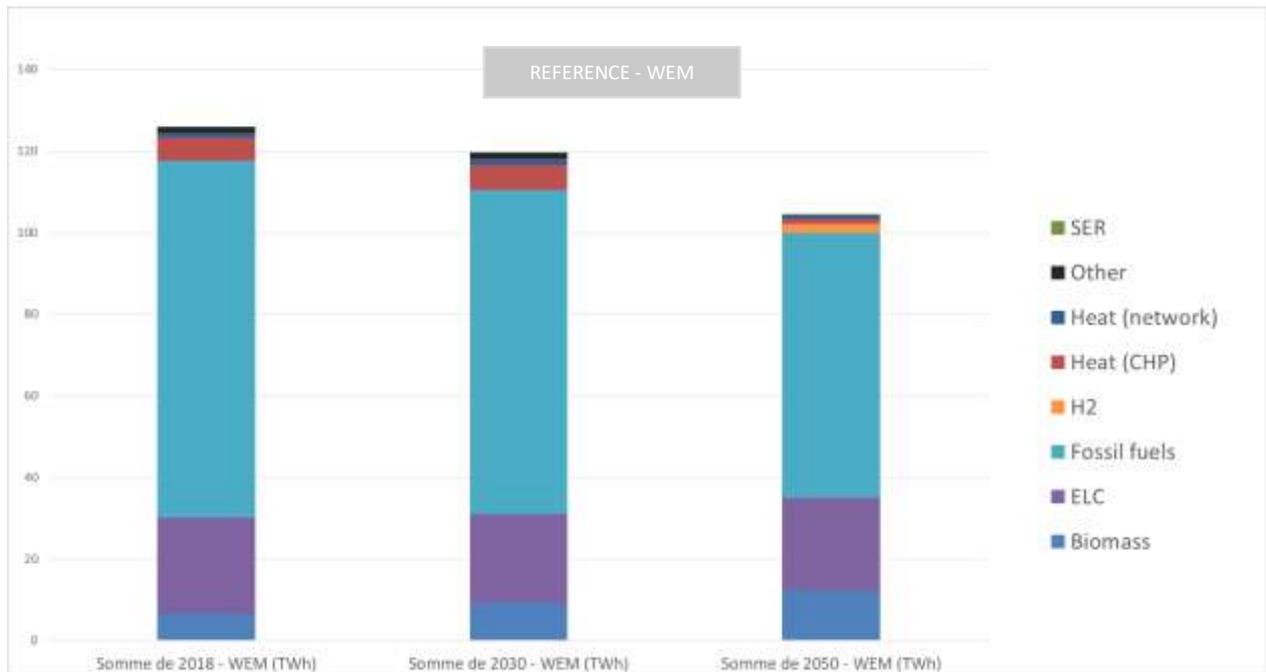
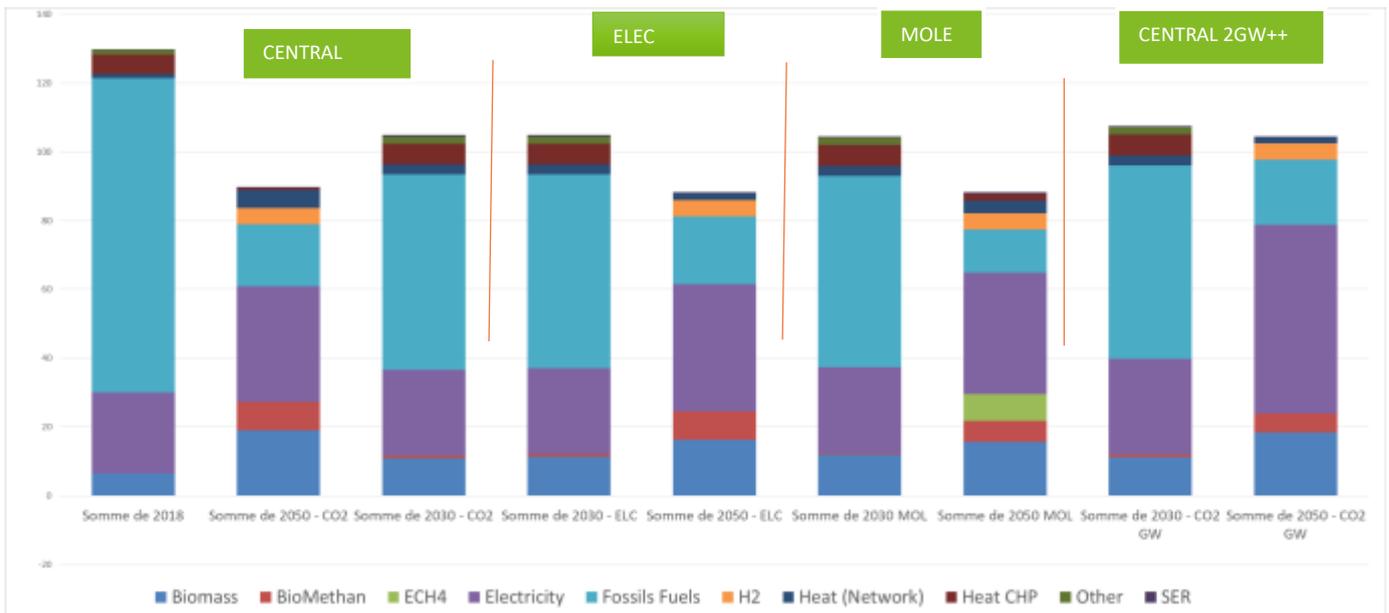


Figure 14 - Evolution de la consommation finale globale pour les scénarios -95 % (TWh)

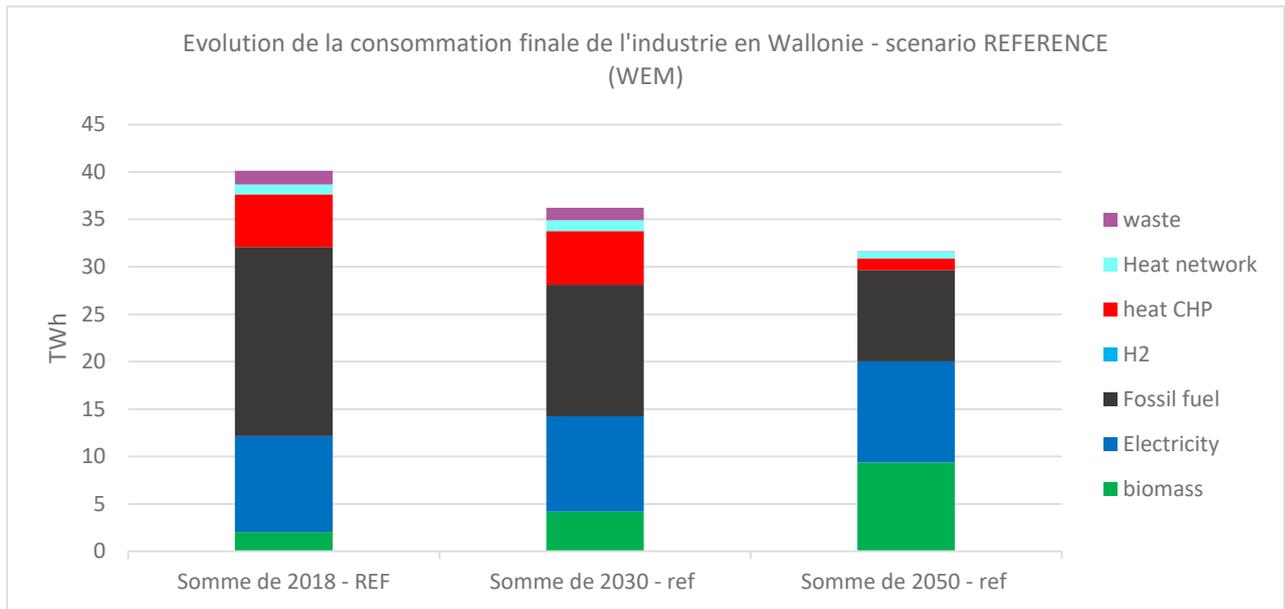


3.5.2. Consommation finale du secteur industriel

La consommation finale du secteur industriel diminue quel que soit le scénario. Les combustibles fossiles diminuent de manière générale, principalement au profit de la biomasse dans le scénario WEM, le coût combustible des vecteurs bois étant inférieur à celui des combustibles fossiles dans les hypothèses (Figure 15).

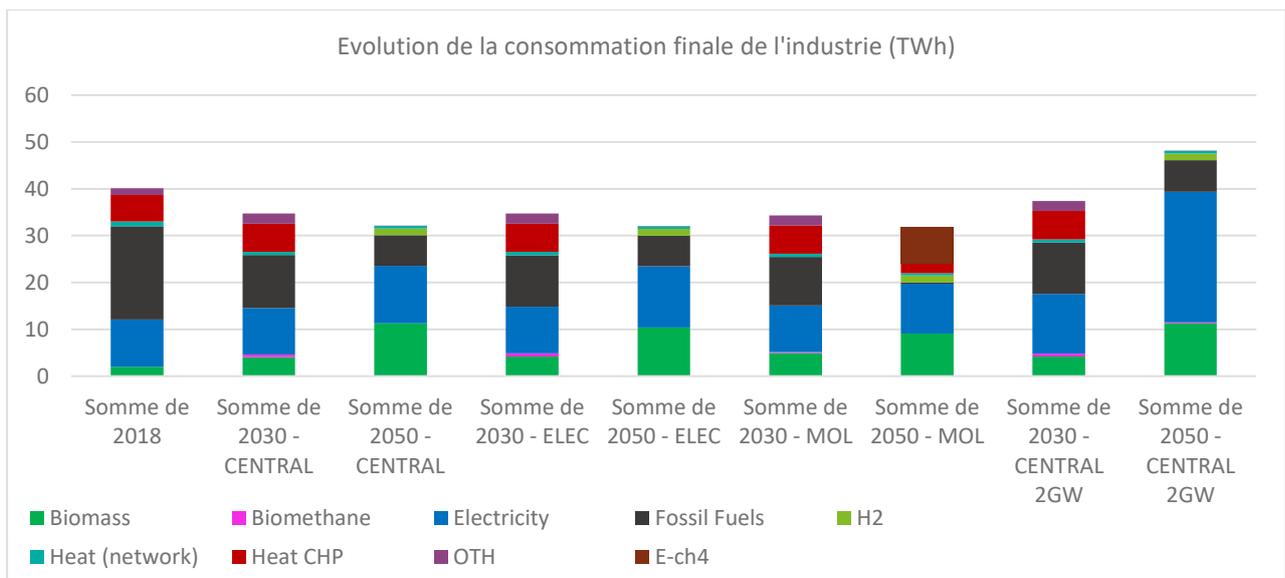


Figure 15 - Evolution de la consommation finale en industrie pour le scénario de référence (TWh)



Dans tous les « scénarios -95 % », la baisse de consommation des combustibles fossiles se fait au profit de la biomasse et d'une électrification accrue. La consommation de combustibles fossiles se maintient à 20 % pour les scénarios CENTRAL et ELEC (14% dans le scénario CENTRAL + 2GW qui prévoit une plus grande consommation d'énergie finale), ces combustibles, étant envisageables malgré l'objectif de décarbonation grâce à la capture du carbone (CCS ou CCU). Dans le scénario MOLE, par contre, on constate une quasi-disparition des combustibles fossiles au profit des gaz de synthèse, la possibilité de stockage du CO2 ayant été réduite pour ce scénario (voir §3.4.2) (Figure 16).

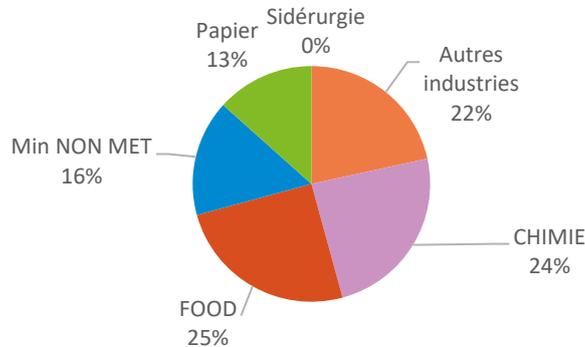
Figure 16 - Evolution de la consommation finale en industrie pour les scénarios -95 % (TWh)





Dans le graphique suivant, nous pouvons visualiser dans quels secteurs la biomasse est utilisée pour le scénario CENTRAL. Cette répartition reste à peu près équivalente quel que soit le scénario envisagé dans le cadre de cette étude.

Figure 17: Scénario CENTRAL 2050 : Répartition par secteur de la consommation finale de biomasse en industrie



3.5.3. Mix de production électrique

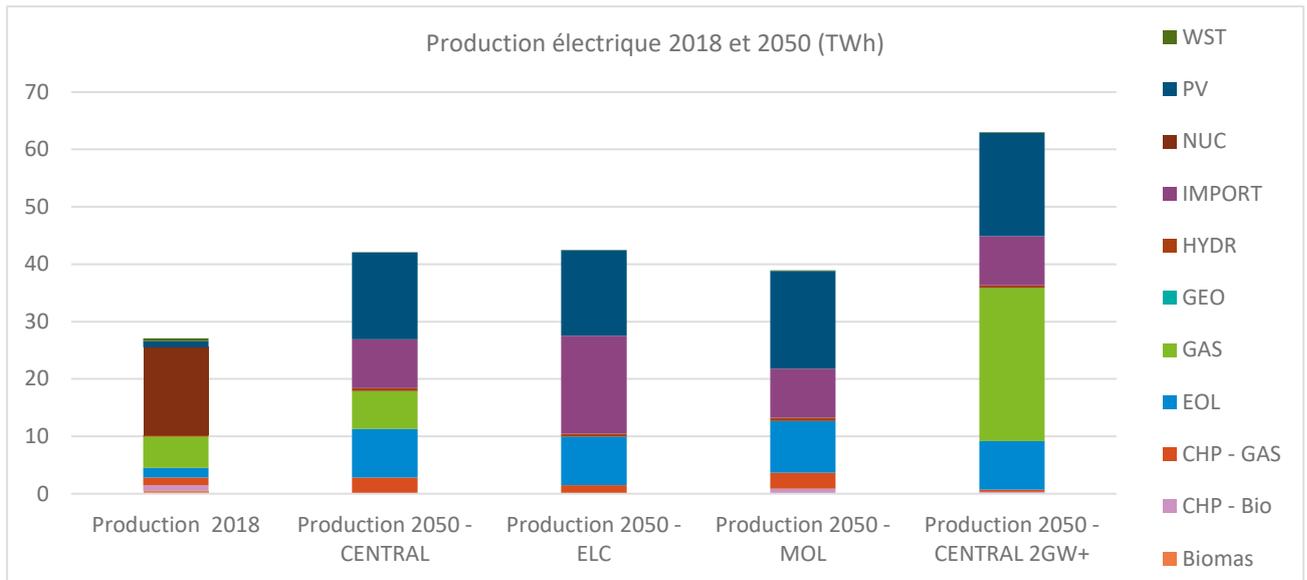
Dans chacun des « scénarios -95 % », la demande en électricité du secteur industriel augmente. Selon le scénario, la production est assurée par un mix de production électrique qui varie (Figure 18).

Tableau 3 - Clé de lecture des légendes des graphiques de cette section

Abréviation	Signification
WST	Incineration de déchets
PV	Photovoltaïque
NUC	Nucléaire
IMPORT	Importation
HYDR	Hydraulique
GEO	Géothermie et ORC
GAS	TGV et TAG au gaz naturel
EOL	Eolien
CHP GAS	Cogénération gaz naturel
CHP BIO	Cogénération biomasse
Biomass	Biomasse incinérée (hors cogen)



Figure 18 - Productions électriques du parc de production wallon et importations d'électricité des scénarios -95 % (TWh)



Dans le scénario ELEC, la possibilité d'importation étant plus élevée, la demande est rencontrée quasi intégralement par du renouvelable wallon (éolien et photovoltaïque) et les importations (voir Figure 19). Seule une technologie fossile, à savoir une cogénération centralisée de grande puissance (CCGT avec réseau de chaleur), est installée et utilisée en 2050 à hauteur de 3,6 % de la production électrique totale.

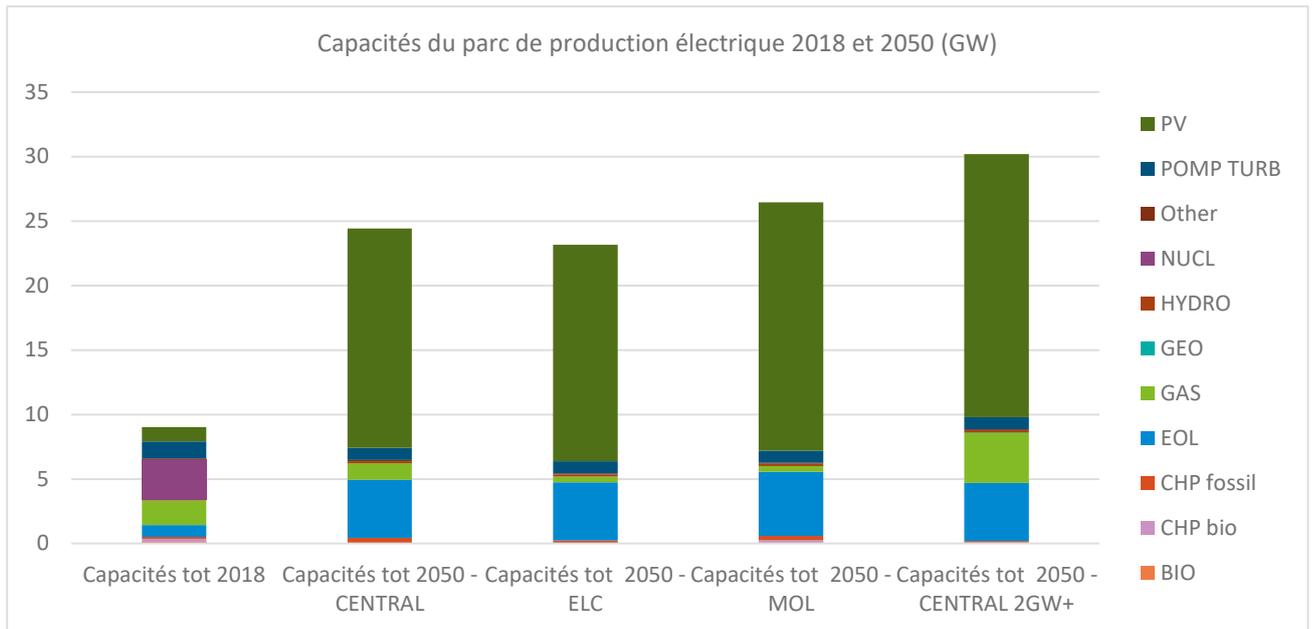
Pour le scénario MOLE, les résultats montrent que l'importation d'électricité est plus faible, le système compense par un accroissement du parc photovoltaïque (l'éolien étant déjà à son potentiel maximum).

Dans les scénarios CENTRAL et CENTRAL + 2 GW, le modèle décide d'investir dans une technologie TGV alimentée en gaz naturel (GAS) associée à une capture CO₂ (CCS)¹³ (Figure 18 et Figure 19). Dans le scénario 'CENTRAL + 2 GW', la Wallonie importe une quantité supplémentaire de gaz naturel fossile pour couvrir la hausse de la demande électrique alors que dans tous les autres scénarii -95 %, on note une baisse importante des importations d'énergie fossile.

¹³ Cette technologie (TGV+CC) est intégrée telle quelle dans le modèle, ses coûts sont estimés au départ du rapport ETRI de 2014. Une fois capté le CO₂ est transporté et stocké géologiquement (comme le CO₂ capté en industrie) (JRC, 2014).



Figure 19 - Parc de capacités de production wallon d'électricité pour les 4 scénarios -95 % (GW)



3.5.4. Importation d'énergie

En termes de consommations d'énergie primaire¹⁴, on constate, pour l'ensemble des « scénarios - 95 % », une indépendance accrue vis-à-vis de l'importation de combustibles fossiles (et nucléaire). Par ailleurs, les ressources locales de biomasse-énergie¹⁵ sont, quant à elles, exploitées au maximum de leur potentiel (voir Tableau 2). Les combustibles fossiles importés sont, pour l'essentiel, consommés dans les transports aériens (kérozène) et dans des process permettant la capture du carbone (Figure 2019).

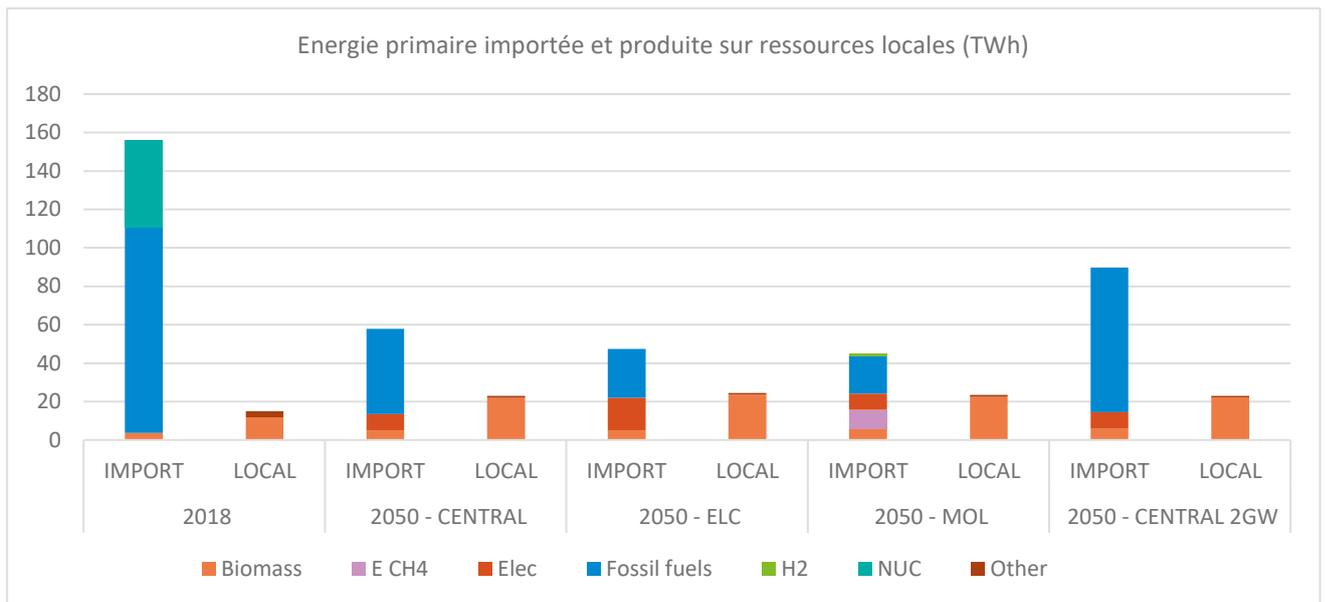
¹⁴ L'énergie primaire est l'énergie disponible directement dans la nature avant toute transformation ou conversion. Cela inclut des sources comme le charbon, le pétrole, le gaz naturel, le vent, l'énergie solaire, la biomasse, l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire. L'énergie primaire peut être utilisée directement (par exemple, le bois brûlé pour chauffer) ou transformée en d'autres formes d'énergie (par exemple, le charbon utilisé pour produire de l'électricité).

En revanche, l'énergie finale est l'énergie telle qu'elle est disponible pour le consommateur final après avoir subi des transformations, des conversions, et des pertes lors du transport et de la distribution. C'est l'énergie utilisable directement par les consommateurs pour leurs besoins.

¹⁵ Désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale ou animale qui peuvent être utilisées comme source d'énergie. Cette matière organique peut provenir de diverses sources, telles que les plantes, les résidus agricoles, les déchets forestiers, les ordures ménagères organiques et même certaines matières animales. La biomasse peut être convertie en énergie thermique ou électrique selon différents processus.



Figure 20 - Energie primaire (TWh) - importations et ressources locales pour les scénarios -95 % pour la Wallonie



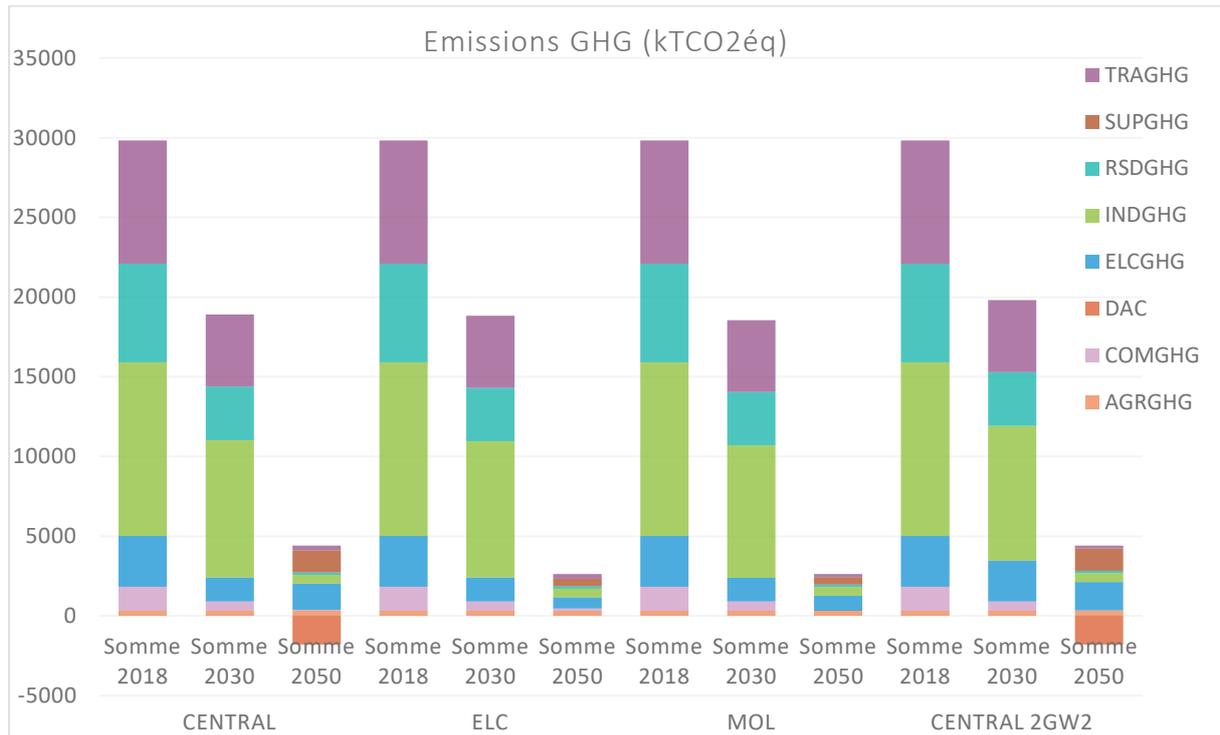
3.5.5. Émissions de GES

Les émissions de GES et leurs évolutions pour les différents scénarios envisagés dans le cadre de cette étude sont présentées ci-après. Notons, qu'une technologie de capture de CO2 directe dans l'air (DAC) est utilisée par le modèle TIMES pour deux scénarios (émissions négatives). L'ensemble des scénarios, en 2050, arrivent à un total d'émissions de GES de 2650 ktCO2éq.

Tableau 4 : table des abréviations pour les graphiques portant sur les émissions de GES.

Abréviation	Signification
GHG	Green House Gaz (ou GES)
TRA	Transport
SUP	Supply ¹⁶
RSD	Résidentiel
IND	Industrie
ELC	Production électricité
DAC	Direct Air Capture
COM	Tertiaire
AGR	Agriculture

¹⁶ Production d'énergie (hors électricité) et imports/exports d'énergie et de matière.

Figure 21: Evolution des émissions de GES en Wallonie pour les scénarios envisagés (ktCO₂éq)


Pour l'ensemble des scénarios, la majorité de émissions proviennent de l'industrie en 2030. Mais en 2050, elles sont surtout émises par les secteurs de la production d'électricité et du supply.

3.6. Messages clés à retenir

A la lecture de ces résultats, les conclusions suivantes peuvent être tirées.

> La consommation industrielle diminue dans tous les scénarios

Dans tous les scénarios, y compris dans le scénario de référence sans contrainte de réduction des émissions de CO₂, on observe que la consommation finale d'énergie de l'industrie, à production constante, diminue grâce à l'amélioration attendue de l'efficacité énergétique des procédés industriels qui remplaceront, progressivement, les procédés actuels. Il faut noter que **dans les « scénarios -95 % », la surconsommation des installations de CCS/CCU annule la réduction de la consommation industrielle finale induite par l'électrification accrue des procédés** (voir PARTIE E 3.4.1.). De ce fait, en 2050, les consommations finales industrielles des « scénarios -95 % » sont équivalentes à celle du scénario de référence.

> La part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie en Wallonie est croissante

On observe une progression de la part de l'électricité dans la consommation finale totale de la Wallonie dans tous les scénarios à la suite de l'électrification attendue de la mobilité et du chauffage des bâtiments (pénétration accrue des pompes à chaleur). Pour l'industrie, ce phénomène d'électrification accrue s'observe dans tous les scénarii -95 % (de 5 % d'augmentation pour le scénario MOLE à 30 % pour le scénario ELEC). Bien souvent, l'électrification des procédés de chauffage est, en effet, la meilleure façon de décarboner un procédé industriel que ce soit par du chauffage électrique direct ou par l'utilisation de pompes à chaleur. **Cette électrification implique donc, en corollaire, un besoin de**



renforcement des infrastructures de réseaux électriques, à la fois de transport et de distribution. A l'heure où la pertinence de la Boucle du Hainaut est remise en question par de nombreux opposants, il importe de rappeler ce message clé. **L'électricité est LE vecteur de la transition énergétique.** Cela suppose de réaliser des investissements importants dans les moyens de production d'électricité décarbonée, dans les réseaux et aussi chez les consommateurs, singulièrement les consommateurs industriels qui devront adapter leurs procédés de fabrication.

› **L'utilisation de la biomasse dans le mix énergétique augmente, bien que cela pose question**

Les scénarios développés avec le modèle wallon se différencient aussi fortement des scénarios FEBELIEC par une utilisation beaucoup plus importante de biomasse à des fins énergétiques. Cette différence s'explique par le fait que le potentiel de biomasse utilisable dans le modèle wallon est bien plus important que dans les scénarios FEBELIEC (13.9 TWh, donnée provenant d'Eurostat, différente du potentiel de Valbiom utilisé dans cette étude) (Laguna Correa, Moglianesi, Vingerhoets, & Lodewijks, 2022). Cette présence plus importante de la biomasse dans les « scénarios -95 % » ne doit donc pas nous étonner dans la mesure où, **utiliser de la biomasse à des fins énergétiques pour décarboner un procédé industriel sera, a priori, moins coûteux que de l'électrifier ; l'électrification supposant de le transformer radicalement.**

Toutefois, il faut être conscient du fait que **l'importance de la biomasse dans les « scénarios -95 % » pose question à plus d'un titre.**

Tout d'abord au niveau local, la combustion de biomasse est source de pollution atmosphérique, essentiellement due à l'émission de **particules fines**. De même, le recours à la biomasse implique un **charroi supplémentaire important de camions** pour acheminer sur site les quantités de biomasse nécessaires (sauf dans les cas particuliers où l'installation se trouve en bord de voies fluviales auquel cas, la matière peut être acheminée par péniche).

Par ailleurs, l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques pose des questions en termes de durabilité d'autant plus importantes que la biomasse est importée et la neutralité carbone de la combustion de biomasse est souvent remise en question et, en tous cas, n'est pas garantie, quel que soit le type de biomasse utilisé (CITEPA, 2020). De ce point de vue, il convient de distinguer différents types de biomasse. Celle issue de déchets, qu'ils soient agricoles ou industriels, ne pose pas de gros problèmes de durabilité. Il s'agit souvent de matières organiques qui peuvent être biométhanisées pour être brûlées sur site. Le biogaz produit peut également être purifié avant d'être injecté dans le réseau de transport ou de distribution de gaz naturel. Les déchets de l'industrie du bois peuvent également être utilisés à des fins énergétiques sans poser de problèmes de durabilité. En revanche, **la biomasse issue de cultures dédiées (agricoles ou forestières) est potentiellement beaucoup plus problématique du point de vue de sa durabilité.** C'est d'ailleurs la raison pour laquelle la Directive Renouvelable 2018/2001 et sa révision ont mis en avant d'importants critères de durabilité auxquels la biomasse-énergie doit répondre pour être considérée comme renouvelable.

Enfin, il convient de rappeler que **le potentiel de biomasse disponible au niveau de la Wallonie, de l'Europe ou même du monde, ne pourra pas couvrir l'ensemble de nos futurs besoins énergétiques d'autant plus qu'il apparaît de plus en plus clairement que la biomasse fera l'objet d'une âpre compétition entre ses différents usages.** Rappelons à ce stade que la biomasse est utilisée pour l'alimentation humaine, pour la production de biens (bois d'œuvre mais aussi composés de base d'une nouvelle chimie du vivant) et enfin pour la production d'énergie. Les surfaces disponibles étant bornées, nos sociétés devront certainement **faire des choix pour prioriser l'usage de la biomasse.**

Ainsi, la biomasse sera utilisée à des fins énergétiques, mais de façon raisonnée, et a priori moindre que ce que suggère la modélisation TIMES, pour limiter les conflits d'usage.



> Les cogénérations ont tendance à disparaître dans la plupart des secteurs

Dans tous les scénarios, il est également interpellant de constater que **les cogénérations ont tendance à disparaître** à quelques exceptions près (dans le secteur du papier et de l'agroalimentaire) au-delà de 2030. Ceci s'explique par le fait que, quand les unités de cogénération brûlent du gaz naturel, la nécessité de les équiper localement d'unités de CCS alourdit sensiblement l'unité de cogénération. Cela induit qu'il soit nettement moins coûteux d'acheter de l'électricité décarbonée, et de produire la chaleur qui était cogénérée par d'autres moyens comme la combustion directe de biomasse ou l'électrification du besoin de chaleur (via une pompe à chaleur et, dans certains cas, par chauffage électrique direct). Si la cogénération utilise de la biomasse, elle ne devra pas installer d'unités de CCS, puisque que les émissions de CO₂ issue de la combustion de la biomasse sont considérées comme nulles, selon le GIEC. Néanmoins, le coût d'installation d'une cogénération fera en sorte que, dans le modèle, il sera plus intéressant, en règle générale, d'abandonner la production combinée d'électricité et de chaleur **au profit d'achat (ou d'autoproduction) d'électricité pour couvrir les besoins électriques ainsi que tout ou une partie des besoins de chaleur (une partie des besoins de chaleur pouvant en effet être couverte par la combustion de biomasse)**.

> Néanmoins, des différences sont à noter entre les « scénarios -95 % »

- Biomasse

Le scénario CENTRAL est celui qui est **le plus consommateur de biomasse** dans la mesure où les importations d'électricité *offshore* sont limitées et celles d'H₂ et d'e-CH₄ inexistantes.

- Parc de production électrique

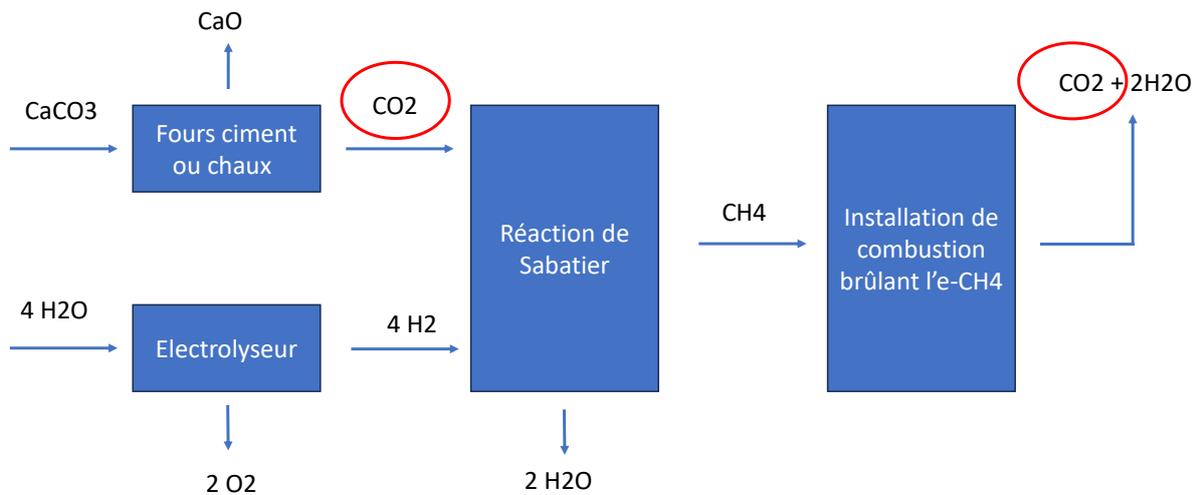
En termes de consommation finale d'énergie, les scénarios CENTRAL et ELEC sont très similaires. La différence se marque dans **le parc de production électrique**. Dans le scénario CENTRAL, le modèle est obligé d'installer de nouvelles capacités de production électrique de type TGV équipées d'unités de CCS (pour respecter la contrainte de décarbonation) alors que dans le scénario ELEC, le modèle recourt à des importations plus importantes d'électricité dont le poids CO₂ est supposé égal à zéro, sous l'hypothèse que les émissions induites sont territorialisées (voir Partie A. 2.2).

- Production d'E-méthane et comptabilité carbone

Dans le scénario MOLE, la limitation du potentiel de stockage de CO₂ force le modèle à **produire de l'e-CH₄**. Il faut noter que, dans le cas d'e-CH₄ produit à partir de CO₂ issu de la calcination du calcaire dans l'industrie de la chaux ou du ciment¹⁷, deux options sont envisageables pour prendre en considération le CO₂ émis, comme le montre le schéma ci-dessous.

¹⁷Notons que les verriers utilisent aussi parfois du calcaire qui est calciné dans leurs fours. Dans ce cas, les verriers produisent aussi du CO₂ de procédé. Ils peuvent aussi acheter directement de la chaux (CaO) auquel cas, ils n'émettront pas de CO₂ de procédé.

Figure 22 - représentation schématique de la prise en compte du CO₂ émis lors de la combustion d'e-CH₄ produit au départ de CaCO₃



Sur ce schéma, on voit qu'on peut comptabiliser le CO₂ en bout de chaîne, c'est-à-dire au moment où l'e-CH₄ est brûlé par un consommateur. On peut aussi le comptabiliser à la sortie du four à chaux ou du four à clinker¹⁸, mais alors il ne faut plus le prendre en compte lors de la combustion pour éviter un double comptage. Dans ce cas, la combustion d'e-CH₄ peut être considérée comme neutre en carbone puisque le CO₂ qu'elle émet aura déjà été pris en considération en amont, à la sortie du four à chaux ou à clinker.

On peut d'ailleurs noter que les discussions sont toujours en cours au niveau européen sur la façon de comptabiliser le CO₂ produit par l'e-CH₄ (notamment au travers de la directive RED III, et des nombreux actes délégués de la directive RED II). Dans le cas du modèle TIMES, la représentation de l'émission du CO₂ émis lors de la combustion d'e-CH₄ a été simplifiée en lui attribuant un poids CO₂ de ½. Dans ces conditions, le modèle utilise localement l'e-CH₄ produit, malgré la contrainte de réduction des émissions de CO₂. On observe en effet que les résultats du scénario MOLE sont très sensibles au facteur d'émission qui est attribué au CO₂ émis par la combustion de l'e-CH₄¹⁹. On observe en outre qu'en modélisant un poids CO₂ de l'e-CH₄ égal à 1, le modèle choisit d'exporter l'e-CH₄ produit pour respecter la contrainte CO₂, puisqu'en exportant l'e-CH₄, les émissions liées à sa combustion ne sont pas comptabilisées en Wallonie mais à l'étranger.

Cette différence de résultats montre bien la sensibilité de ce paramètre et l'importance du choix entre la séquestration du CO₂ (CCS) ou son utilisation (CCU).

› **Les coûts d'investissement et opérationnels augmentent de l'ordre de 25 % dans les « scénarios -95 % » par rapport au scénario de référence**

Enfin, les résultats du modèle montrent que les coûts du système énergétique du côté des producteurs et des distributeurs (CAPEX, OPEX, et coûts des combustibles) augmentent de l'ordre de 25 % dans les

¹⁸ Le clinker est produit dans le four de cimenterie. Broyé, il donnera du ciment.

¹⁹ Dans cette note, on parlera de poids CO₂. Celui-ci sera égal à 1 si le facteur d'émission d'une molécule de CO₂ issue de la combustion d'e-CH₄ est équivalent au facteur d'émission d'une molécule de CO₂ issu de la combustion de CH₄ fossile. Le poids CO₂ sera équivalent à ½ dans le cas où le CO₂ issu de la combustion d'e-CH₄ est supposé induire un effet de serre réduit de moitié par rapport à la combustion de CH₄ fossile.



3 scénarios -95 % par rapport aux coûts du scénario de référence. Le scénario 'CENTRAL + 2 GW' implique, quant à lui, une augmentation des coûts du système énergétique (CAPEX, OPEX et coûts des combustibles) de 35 % par rapport au scénario de référence.

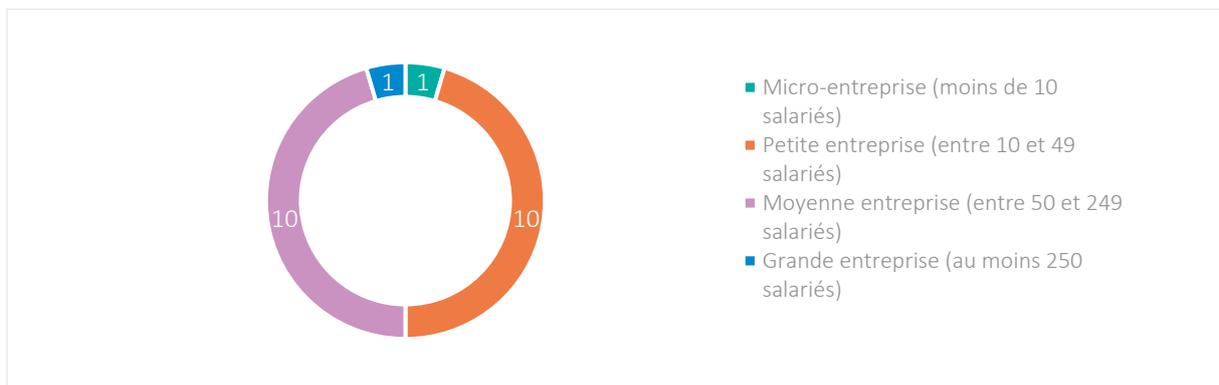
4. Enquête auprès de PME en matière de décarbonation

Une enquête en ligne a été menée auprès des PME du secteur industriel en Wallonie afin de comprendre leurs besoins et défis face aux enjeux de la transition énergétique. Cette enquête visait à appréhender de manière qualitative la situation des PME et ne prétend pas être une représentation exhaustive du tissu économique wallon.

4.1. Méthode et échantillon

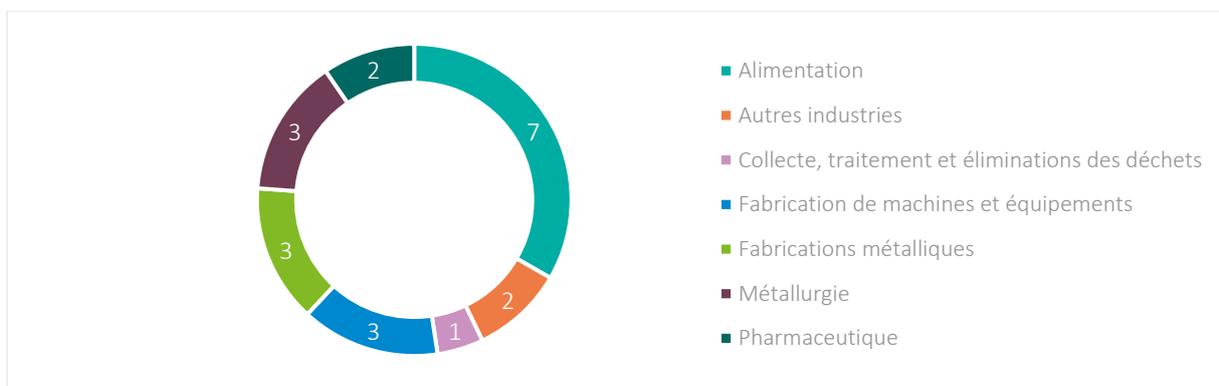
La majorité des entreprises interrogées sont des petites ou moyennes entreprises, avec une représentation équivalente pour ces deux tailles.

Figure 23 - Taille des PME interrogées (N = 22) (Sia Partners, 2023)



Le secteur le plus représenté parmi les répondants est celui de l'alimentation, suivi de la métallurgie, de la fabrication métallique et de la fabrication de machines et équipements. Cette information sectorielle sur les PME interrogées permet de comprendre certains de leurs usages énergétiques.

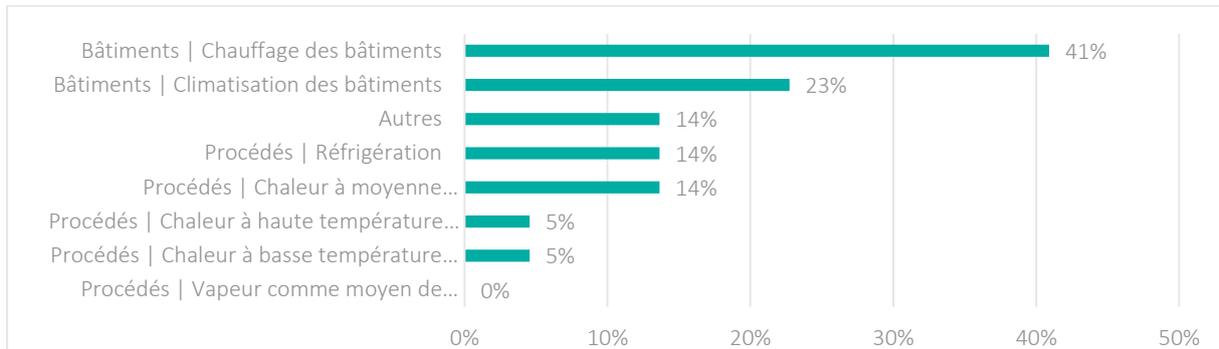
Figure 24 - Secteurs des PME industrielles pertinentes (N=22) (Sia Partners, 2023)





Parmi les PME ayant participé à l'étude, les principaux besoins énergétiques identifiés sont liés au chauffage et à la climatisation des bâtiments, comme le montre la Figure 25.

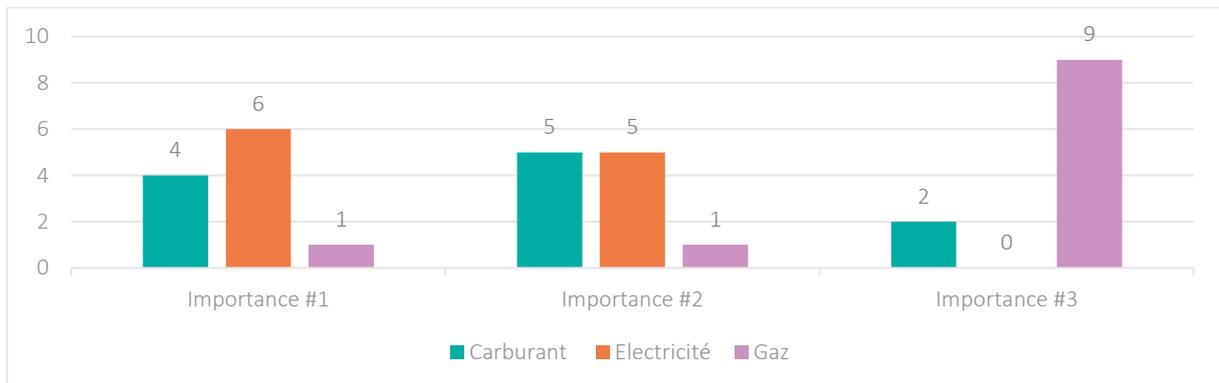
Figure 25 - Nombre de PME concernées par les diverses formes de demande énergétique englobées par leur activité (N=22) (Sia Partners, 2023)



Note méthodologique : le graphique classe les formes de demande énergétique par nombre de PME concernées. Chaque PME est concernée par une ou plusieurs forme(s). Par exemple, 41 % des PME ont indiqué utiliser du chauffage pour leurs bâtiments. Les autres procédés peuvent couvrir les déplacements, ou encore l'utilisation des moteurs électriques, à air comprimé, etc.

Un nombre limité de PME interrogées utilise des procédés de réfrigération ou chaleur, tandis qu'aucune d'entre elles n'a déclaré recourir à la vapeur comme moyen de chauffage.

Figure 26 - Secteurs des PME industrielles interrogées (N = 11) (Sia Partners, 2023)



Exemple : 6 PME consomment de l'électricité en majorité parmi les différents vecteurs énergétiques confondus (carburant, électricité, gaz). Pour 9 PME, le gaz est le troisième vecteur consommé après l'électricité et le carburant.

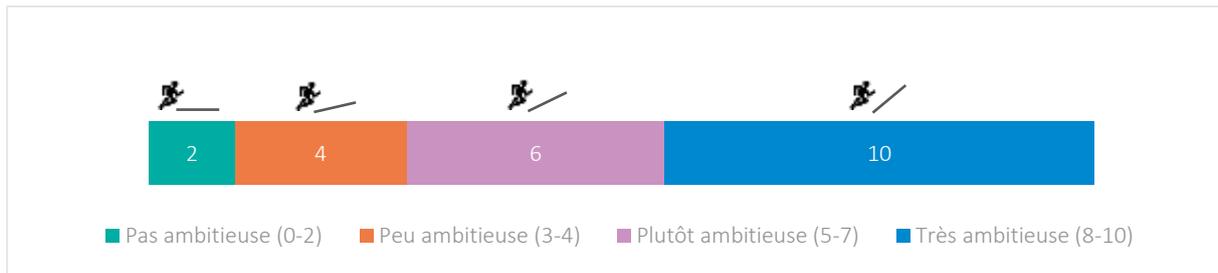
En ce qui concerne les sources d'énergie prédominantes, environ la moitié des PME ont déclaré dépendre principalement de l'électricité, suivie de près par les carburants (mazout, essence, LPG...). Il est important de noter qu'il s'agit de la question avec le plus faible taux de réponse, illustrant un manque de connaissance qu'ont les entreprises des volumes précis qu'elles consomment.

4.2. Maturité et difficultés propres aux PME en matière de décarbonation

- 73 % des PME interrogées se disent ambitieuses en matière de décarbonation mais manquent parfois de connaissances concernant la démarche et les mesures à mettre en œuvre pour décarboner leur organisation.



Figure 27 - Niveau d'ambition perçu par les PME en matière de décarbonation sur une échelle de 1 à 10 (N=22)



Exemple : 10 PME évaluent leur niveau d'ambition entre 8 et 10 sur une échelle de 0 à 10

73 % des PME interrogées estiment avoir un niveau d'ambition élevé en termes de décarbonation.

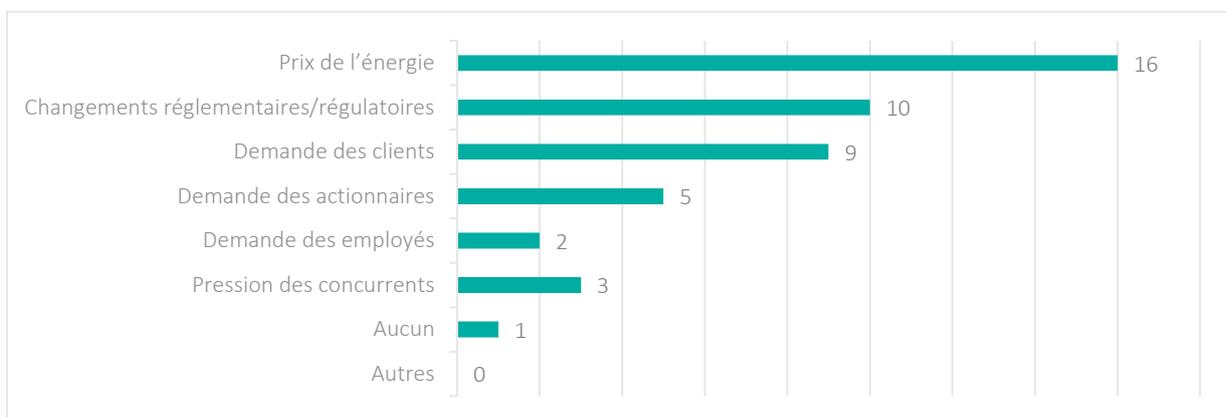
Il ressort des entretiens avec les PME, qu'**au moment d'un nouvel investissement, les considérations environnementales sont toujours prises en compte**. Cependant, parmi les PME interrogées, peu possèdent des objectifs concrets de décarbonation. De manière générale, cette conclusion dépend fortement d'une entreprise à l'autre, en fonction de sa taille, selon qu'elle soit soumise à l'*ETS* ou à des ambitions / contraintes au niveau de son groupe. Ce constat est en outre appuyé par les enquêtes menées par la Commission européenne concernant la durabilité des PME et repris par le SPF Economie, à savoir que, **plus l'entreprise est grande plus elle est susceptible d'avoir une stratégie climatique** (SPF Economie, 2021).

› Les prix de l'énergie et les réglementations agissent comme un moteur de changement auprès des PME.

La **hausse des prix de l'énergie et leur volatilité** exercent une pression sur les PME, les incitant à reconsidérer leurs (sources de) consommations d'énergie, influençant directement leurs émissions. Parallèlement, les PME sont bien conscientes des **changements réglementaires** en matière de décarbonation et s'y préparent. Par ailleurs, **les clients et les actionnaires sont perçus comme des accélérateurs de la transition** vers des pratiques plus respectueuses de l'environnement.

Il est certain que les entreprises non soumises à l'*ETS* subissent moins de pression à décarboner leurs activités. Cependant, les demandes de financement étant de plus en plus associées à des considérations environnementales (score ESG), leur accès au financement risque de se complexifier si ces entreprises n'amorcent pas leur transition.

Figure 28 - Nombre de PME concernées par les principaux moteurs de décarbonation (N=22) (Sia Partners, 2023)

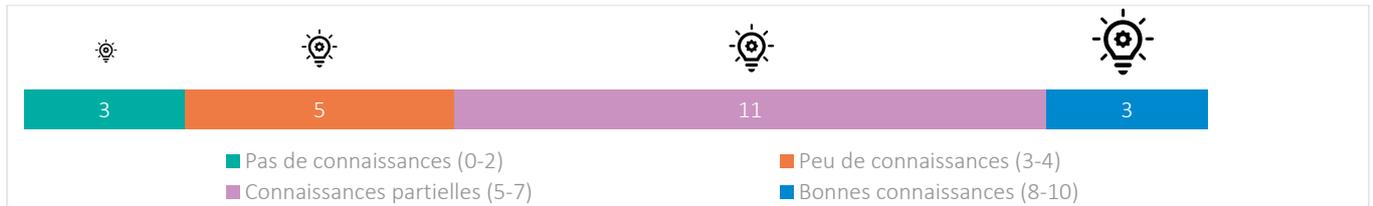


Exemple : 16 PME évaluent que les prix de l'énergie constituent un des principaux moteurs de décarbonation.



› Les PME interrogées ont une connaissance partielle à bonne des moyens de décarbonation possibles.

Figure 29 - Niveau de connaissance perçu par les PME par rapport aux moyens de décarbonation pertinents et la faisabilité de leur mise en œuvre sur une échelle de 1 à 10 (N=22) (Sia Partners, 2023)



Exemple : 11 PME évaluent leur niveau de connaissance entre 5 et 7 sur une échelle de 0 à 10.

Parmi les PME interrogées, 50 % affirment avoir un niveau de connaissances partiel en matière de moyens de décarbonation pertinents et de leur faisabilité de mise en œuvre. **Plus de 30 % estiment avoir un faible niveau de connaissances.** Cependant, cela ne veut pas dire qu'elles ne s'y intéressent pas comme le montre la suite de l'analyse.

› De manière générale, la majorité des PME se disent intéressées par / sont en cours de réalisation d'« actions de diagnostic » : bilan carbone, audit énergétique, installation d'un système de suivi / d'optimisation, formation et sensibilisation pour aller plus loin dans leur niveau de connaissance.

45 % des PME interrogées ont réalisé ou planifié un bilan carbone, et 40 % se disent intéressées.

20 % des PME interrogées ont réalisé ou planifié un audit énergétique, et 52 % se disent intéressées.

30 % des PME interrogées ont réalisé ou planifié l'installation d'un système de suivi, et 52 % se disent intéressées.

Il est important de rappeler que les PME, sous un certain seuil de revenus, ne sont pas soumises à l'obligation de reporting environnemental (CSRD²⁰, CSDDD²¹, ESG) ou d'audit énergétique²².

Les représentants de PME connaissent plus ou moins les postes principaux de consommation énergétique. Cependant, certains ont besoin d'une connaissance plus précise pour optimiser leurs procédés. A ce titre, les entreprises interrogées souhaiteraient que les audits énergétiques financés par la Région aillent plus loin que la notion de diagnostic (voir extraits d'entretiens).

²⁰ La CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive ou Directive sur les rapports de développement durable des entreprises) impose aux entreprises cotées européennes et grandes entreprises la publication d'informations détaillées concernant leurs impacts sur leur environnement économique, social et naturel, selon le principe de double matérialité. Seules les entités au-dessus de deux des trois seuils suivants y sont soumises : 250 salariés ; 40 millions d'euros de chiffre d'affaires et plus de 20 millions d'euros de total de bilan. Ces rapports englobent des données telles que le bilan carbone, des plans de transition, la consommation énergétique ou encore la production de déchets.

²¹ La CSDDD (Corporate Sustainability Due Diligence Directive ou Directive sur le devoir de diligence des entreprises en matière de développement durable) exige des grandes entreprises qu'elles effectuent une due diligence sur leurs activités et celles de leurs fournisseurs, sur l'ensemble de leur chaîne de valeur. Les entreprises devront définir, identifier et prévenir, mettre fin ou atténuer tout impact négatif réel ou potentiel que leurs activités pourraient avoir sur les droits de l'homme et l'environnement. Les mêmes seuils sont appliqués que pour la CSRD.

²² En Wallonie, seules les entreprises de plus de 250 employés et/ou avec un chiffre d'affaires supérieur à 50 millions d'euros, et un total de bilan annuel dépassant 43 millions d'euros, doivent effectuer un audit énergétique tous les quatre ans.



Extraits d'entretiens

« Arrêtez de **sous-estimer les connaissances des entreprises** concernant les actions à mettre en œuvre pour se décarboner. »

« La **Région met à disposition des experts mais le diagnostic réalisé a été fait en surface**. Nous manquons de personnel et de temps, ce qui pourrait être réellement utile serait d'avoir quelqu'un qui met en place les actions, au lieu de simplement donner des pistes et une to-do list supplémentaire. »

« Nous préférons nous concentrer sur **nos efforts de développement** plutôt que sur des contraintes bureaucratiques. »

« Les cabinets réalisant les audits **manquent de familiarité avec les procédés** et ne prennent pas le temps. »

- › Une majorité des PME interrogées ont déjà installé ou sont en cours d'installation d'actifs renouvelables.

Une grande majorité des PME interrogées ont déjà mis en œuvre des mesures afin d'intégrer davantage d'énergie renouvelable au sein de leur organisation. Selon les entretiens menés, il s'agit principalement de panneaux photovoltaïques. Pour la fourniture hors site, les PME ne se dirigent pas encore vers des contrats « verts », les critères principaux de choix des contrats étant le prix et la capacité à couvrir les besoins d'énergie.

- › Une majorité des PME interrogées ont planifié ou réalisé des optimisations des régulations des procédés industriels, et l'isolation de leurs installations. Une partie des PME envisage des mesures d'électrification.

53 % des PME ont planifié ou réalisé des optimisations des régulations et des procédés industriels, 58 % en ce qui concerne l'isolation des installations. Les actions citées par les PME sont l'isolation des équipements, le remplacement d'installations anciennes, par exemple, le remplacement de brûleurs classiques par brûleurs de récupération, ou encore le renouvellement de compresseurs. 38 % des PME ont planifié des mesures d'électrification et la même proportion se dit intéressée.

- › Les PME interrogées ne perçoivent pas d'intérêt pour le partage d'énergie thermique et pour le changement de vecteurs énergétiques à court terme.

Le partage d'énergie thermique et le changement de vecteurs énergétiques (biogaz, e-carburants, hydrogène...) suscitent moins d'intérêt de la part des PME.

Le changement de vecteurs énergétiques nécessite des investissements importants qui deviennent rentables en cas de forte augmentation du prix du carbone. Cela est donc plus pertinent pour des industries soumises à l'ETS, souvent des grandes entreprises, plutôt que des PME. Par ailleurs, pour certains secteurs et certains procédés, le changement de vecteur n'est pas possible.

- › Ainsi, les PME ont, pour certaines, déjà entamé des mesures relativement faciles à mettre en œuvre et produisant des gains significatifs sur leurs consommations énergétiques. Elles doivent désormais aller plus loin dans la révision de leurs procédés dans une optique de décarbonation.



Un certain nombre d'actions « *low hanging fruits* » ont déjà été mises en place, que ce soit l'installation de panneaux photovoltaïques, les optimisations des régulations ou encore l'isolation des installations. Les PME mènent désormais des actions afin d'améliorer considérablement le niveau de connaissances de leur empreinte carbone, à travers les bilans carbone, mais également de leur consommation d'énergie à travers les audits énergétiques et l'installation de systèmes de suivi. Ces niveaux de connaissances sont nécessaires afin de réviser profondément les procédés industriels.

Tableau 5 - Perception de l'intérêt pour différentes actions de décarbonation par les PME (N= entre 20 et 21 en fonction des actions) (Sia Partners, 2023)

Principales actions	Pas d'intérêt	Intérêt	Mesures planifiées	Mesures réalisées/ en cours
Réalisation d'un bilan carbone	15 %	40 %	15 %	30 %
Réalisation d'un audit énergétique	29 %	52 %	14 %	5 %
Utilisation d'un système de suivi / d'optimisation de la consommation énergétique	10 %	52 %	24 %	14 %
Formation et sensibilisation du personnel aux enjeux climatiques	25 %	45 %	15 %	15 %
Obtention de certifications environnementales (ISO, EU Ecolabel, SBTi, CDP...)	52 %	33 %	10 %	5 %
Approvisionnement auprès des fournisseurs suivant des critères de durabilité	19 %	57 %	10 %	14 %
Optimisation des régulations et des procédés industriels	19 %	29 %	29 %	24 %
Amélioration de l'isolation des installations (fours, tuyauteries,...)	29 %	14 %	24 %	33 %
Utilisation d'énergie renouvelable (installation panneaux photovoltaïques, éolienne, contrats d'énergie verte, valorisation énergétique de déchets issus de la biomasse...)	0 %	23 %	5 %	73 %
Electrification de certains procédés (via pompe à chaleur par exemple)	24 %	38 %	5 %	33 %
Partage d'énergie thermique avec un tiers (une entreprise située à proximité par exemple)	70 %	25 %	5 %	0 %
Changement de vecteurs énergétiques (biogaz, e-carburants, hydrogène...)	57 %	38 %	0 %	5 %

Note méthodologique : 30 % des PME sont en cours de réalisation ou ont réalisé un bilan carbone.

› **Du fait des différents procédés qu'elles suivent, les industries manufacturières²³ et lourdes²⁴ font face à des défis qui leur sont propres.**

Dans l'ensemble des industries, les défis liés à la transition énergétique sont accentués par les **coûts élevés des investissements** dans les équipements de production, les **limitations en matière de**

²³ Activités de transformation des biens, Exemples : industrie alimentaire, chimique, pharmaceutique, métallurgique, fabrication de produits métalliques et de production de machines et d'équipements.

²⁴ Activités nécessitant des outils et capitaux très importants, liées à la production ou la transformation de matières premières. Exemples : sidérurgie, métallurgie, pétrochimie.



production solaire du fait de **surfaces disponibles limitées** et du **dimensionnement du réseau**. Malgré des réflexions menées sur l'optimisation de l'autoconsommation, celle-ci n'est pas toujours possible pour les entreprises. La proximité avec les habitations contraint également l'**installation d'éoliennes**. La flexibilité et les moyens de stockage à travers de batteries sont très rarement étudiés du fait de leur complexité technico-économique. De manière générale, la mise en place d'actions est freinée pour des **raisons économiques** (faibles marges, manque de moyens financiers) dans un environnement où la **concurrence internationale** est importante.

Dans le secteur de l'**industrie manufacturière**, caractérisé par **ses activités de transformation des biens** déjà majoritairement électrifiées, la transition énergétique se déploie majoritairement à travers la constante amélioration des connaissances des sources d'émissions dans une logique d'optimisation des procédés industriels. La **décarbonation du chauffage des bâtiments, en particulier les halls industriels**, représente un défi majeur en raison des difficultés d'isolation et des besoins spécifiques en termes de température. Les efforts se concentrent également sur la **promotion d'une mobilité plus douce**.

Dans le secteur de l'**industrie lourde**, caractérisé par une **forte dépendance au gaz pour les températures élevées**, la **recherche de décarbonation des procédés industriels** représente un défi majeur. La faible substituabilité du gaz dans les procédés utilisant de la haute température limite les alternatives actuellement disponibles. De plus, malgré l'intérêt croissant pour l'**hydrogène**, les **perspectives d'exploitation restent limitées à ce jour**.

Dans le secteur de l'industrie lourde, la **décarbonation se déroule à deux vitesses**. D'un côté, une majorité des entreprises sont confrontées à des contraintes financières et temporelles, et sont donc incapables de prioriser la décarbonation. D'un autre côté, certaines entreprises pionnières, disposant de ressources financières plus importantes mais également soumises à des contraintes de décarbonation imposées par des groupes internationaux ou par les exigences de l'*ETS*, s'efforcent de proposer des produits à faible empreinte carbone et manifestent déjà un intérêt pour des domaines moins matures, tels que les Communautés d'Énergie et Citoyennes et les *Corporate Power Purchase Agreement*).



Extraits d'entretiens

Substituabilité
du gaz

« Il n'y a pas d'alternatives au gaz dans notre secteur, il nous est impossible de produire avec de l'électricité. » Fabrication de cylindres

« Les coûts énergétiques sont plus élevés pour passer à des fours électriques pour la cuisson dans notre secteur. » Fabrication de biscuits

« Il n'existe pas d'alternative au gaz pour le soudage. » Production de produits métalliques

« Suite aux Accords de Branche, des discussions ont été entamées avec un acteur wallon pour identifier d'autres sources pour la production thermique et le procédé de fusion, sans résultat. » Fabrication de cylindres

Hydrogène

Auto-
consommation

« On réfléchit à la possibilité de réorganiser les opérations pour une meilleure exploitation de l'électricité générée par les panneaux solaires. » Injection plastique

« Pour réduire les pics de consommation, les démarrages des machines a été phasé le matin. » Usinage de pièces métalliques

« Il n'est pas possible d'améliorer le taux d'autoconsommation en hiver car il faudrait décaler les premières productions et donc les horaires de l'atelier. » Production métallique

› **Les manques de ressources financières et humaines représentent les principales barrières aux actions de décarbonation.**

Les **investissements élevés**, le manque de financements et les **difficultés** à les obtenir, ainsi que **l'incertitude concernant la rentabilité** apparaissent comme les principales barrières à l'introduction de moyens de décarbonation au sein des PME. En effet, les entreprises ne savent souvent pas quel est le retour sur investissement de différentes actions de décarbonation par manque de temps et de connaissances techniques.

Les contraintes liées aux **ressources humaines**, telles que le **manque de temps, de personnel et des compétences techniques** ainsi que **l'expertise** sur la pertinence des technologies apparaissent également comme des barrières significatives. Cela atteste encore une fois du besoin qu'ont les entreprises de collaborer avec des experts en mesure de comprendre les procédés industriels, d'identifier les solutions pertinentes, mais également capables d'y associer une analyse financière. La réalisation de « simples » diagnostics n'apparaît plus suffisante.

Il est intéressant de mettre en perspective de cette observation, que près de **35 % des PME interrogées ont assigné un collaborateur à la supervision de la réduction de leur empreinte carbone et de la transition énergétique.**

Le manque de connaissance concernant les aides et subsides disponibles ainsi que la complexité des réglementations représentent des barrières modérées. Les PME interrogées bénéficient pour la plupart, de subsides, par exemple pour l'installation de panneaux photovoltaïques, la réalisation d'un audit énergétique ou encore d'études de faisabilité.



Figure 30 - Perception moyenne des PME des barrières et facteurs bloquants à l'introduction de moyens de décarbonation (N=entre 20 et 22 en fonction des barrières) (Sia Partners, 2023)



Note méthodologique : moyenne réalisée sur l'ensemble de réponses données sur une échelle allant de 1 (très faible : barrière négligeable) à 5 (très élevé : barrière majeure).

Exemple : en moyenne, les entreprises ont estimé les « Investissements élevés/ Manque de financements et/ou difficultés à obtenir des financements » comme une barrière pouvant être évaluée à 3,76.

Ces observations peuvent être rapprochées des résultats du point conjoncturel mené par AKT for Wallonia et publié en mai 2024. Selon cette étude, la complexité administrative et les coûts de l'énergie apparaissent respectivement en 3e et 5e positions parmi les facteurs impactant la compétitivité des entreprises wallonnes (AKT for Wallonia, 2024)²⁵.

Par ailleurs, les entreprises se sentent seules dans leurs trajectoires de décarbonation : **75 % des CEO interrogés wallons estiment que le soutien de la région est insuffisant** au vu de l'ampleur des investissements nécessaires.

De plus, selon l'étude d'AKT for Wallonia, **70 % des CEOs wallons ne comprennent pas la feuille de route énergétique de la Belgique.**

Défi #PME1 : Les subventions et primes nécessitent des dossiers administratifs lourds pour les PME qui souffrent de ressources financières et humaines limitées. Par ailleurs, elles doivent jongler avec la multiplicité des sites, des points de contact (diverses administrations) et des types d'initiatives (environnementales et énergétiques) pour trouver les informations sur les soutiens financiers et les dossiers de demande associés.

²⁵ Les facteurs, classés par ordre d'importance, sont : les coûts salariaux, le manque de main-d'œuvre, la complexité administrative, le manque de demande, les coûts de l'énergie et les prix des matériaux et matières premières. Etude réalisée sur un échantillon de 250 CEO, dont plus de 80 % représentent des PME et TPE.



Défi #PME2 : Les PME doivent pouvoir bénéficier de conseils approfondis sur la mise en œuvre d'actions concrètes et adaptées à leur chaîne industrielle ainsi que d'espaces pour favoriser le partage d'expérience.

Défi #PME3 : Les PME voudraient pouvoir disposer de politiques énergétiques stables et de prévisibilité concernant l'évolution des prix, ainsi que d'une vision énergétique claire au niveau régional. Cela permettrait de rassurer les entreprises quant au développement de l'infrastructure, notamment en ce qui concerne le réseau CO₂, le réseau électrique, la production d'énergie renouvelable, etc.

Défi #PME4 : Les outils de suivi mis à disposition par la région sont peu connus (calculateur AWAC, annuaire des entreprises).

Défi #PME5 : Le manque de connaissance et de ressources entrave la mise en place de communautés d'énergie, nécessaires pour faciliter le partage entre organisations voisines.

Focus : Aides existantes à la décarbonation en Wallonie

La Région wallonne a déjà mis en place de nombreuses aides pour soutenir la décarbonation des entreprises, notamment des PME, à travers le soutien financier à la réalisation d'audits, d'études de faisabilité, d'installation de panneaux photovoltaïques, etc. Parmi ces aides, on compte les **audits AMUREBA**, les **chèques entreprises** (permettant de financer l'accompagnement d'experts pour la modification d'un procédé industriel par exemple), ou encore les **aides UDE** (investissements pour une utilisation durable de l'énergie). Parallèlement des prêts à taux avantageux existent comme les **prêts Easy Green**.

En parallèle, des accompagnements gratuits de la part d'experts existent à travers les **Référents bas carbone** pour les TPE et PME ou **WalEnergie** pour les grandes entreprises industrielles qui consomment annuellement plus de 10 GWh, selon différents besoins (analyses, information sur la réglementation, orientation vers les aides financières existantes...). Toutefois, un défi majeur persiste : les entreprises peinent à identifier les aides existantes et celles auxquelles elles sont éligibles.

Les projets industriels de grande ampleur bénéficient de fonds européens tels que le **Fonds pour l'innovation (Innovation Fund)** ou encore le **Fonds pour une transition juste**. Les projets industriels bénéficient également de financements de la part du **Fonds Kyoto** et du **Plan de Relance de la Wallonie**. Ces fonds sont financés en grande partie par l'**Union européenne**, notamment à travers la vente des quotas d'émissions de CO₂ de l'**ETS**.

La Wallonie a reçu une allocation de 198 millions d'euros dans le cadre de l'**ETS 1** pour les années 2021 et 2022, représentant 30,65 % des revenus totaux de la Belgique. Avec une prévision d'augmentation des revenus de l'**ETS**, des ressources supplémentaires pourraient être disponibles pour la Wallonie. L'**ETS 2** pourrait ainsi générer près de 1 milliard d'euros par an en Belgique à partir de 2027, soit potentiellement 0,3 milliard d'euros par an pour la Wallonie. De plus, le **CBAM (CBAM)** pourrait apporter environ 0,7 milliard d'euros par an pour la Belgique à partir de 2026, avec une estimation de 0,2 milliard d'euros par an pour la Wallonie.



5. Analyse des projets de 13 grandes entreprises wallonnes

5.1. Méthode

L'analyse des projets de 13 grandes entreprises wallonnes repose sur une revue de l'actualité des entreprises notamment à travers les rapports annuels ESG, des articles et communiqués de presse, etc. Les émissions ont été identifiées grâce au registre belge de gaz à effet de serre (climateregistry.be).

5.2. Projets de 13 grandes entreprises industrielles en matière de décarbonation

- › Les grandes entreprises industrielles de Wallonie, notamment celles des secteurs les plus émetteurs tels que le ciment, la chaux, le verre et l'acier, ont entamé des initiatives majeures axées sur la recherche de technologies de capture du CO₂ et de nouveaux produits à faible empreinte carbone.

Les grandes entreprises industrielles de Wallonie convergent vers un objectif commun d'ici 2050 : la **neutralité des émissions de CO₂**. Pour concrétiser cette ambition, chaque entreprise industrielle s'est fixé un jalon intermédiaire pour 2030.

Une analyse des **13 grandes entreprises industrielles** possédant des émissions de GES allant de 0,1 MtCO₂ par an à 1,8 MtCO₂ (scopes 1 et 2) a été menée. Ces entreprises couvrent les secteurs du **ciment, de la chaux, du verre, de la chimie dont la production d'engrais, de l'acier, de l'alimentation et du papier**. L'analyse révèle que ces industries entreprennent des **projets significatifs** visant à réduire leurs émissions de CO₂ (Figure 31).

Un certain nombre d'initiatives concernent des projets de **R&D relatifs à des technologies de captage du carbone (Carbon Capture) lors de la production du clinker et de sa valorisation (Carbon Capture and Utilization, CCU), notamment en nouveaux ciments**. La recherche et le développement de nouveaux ciments à faible empreinte carbone, a pour objectif de substituer le clinker par des alternatives moins polluantes. Dans les secteurs du verre et de l'acier, des initiatives émergent également pour développer des **lignes de produits et des procédés à faible empreinte carbone** tels que le Verre Bas Carbone, ResponsibleSteel™ et XCarb™.

À travers toutes les industries, des initiatives visent à **promouvoir la circularité** des matériaux. Par exemple, dans les secteurs de l'alimentation et du papier, la **valorisation des déchets** comme source d'énergie est au cœur des préoccupations, par exemple via la production de biogaz grâce au traitement des eaux usées et des déchets organiques.

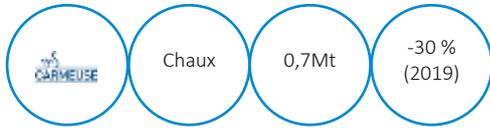
Le **verdissement de la consommation énergétique** fait également partie des initiatives des grandes entreprises. Dans cette optique, des efforts sont déployés à travers toutes les industries, se traduisant souvent par la mise en place de **parcs solaires ou éoliens**, ou encore la conclusion de **contrats d'énergie renouvelable (Power Purchase Agreement, contrats pour de l'électricité verte)**.

Les entretiens avec les entreprises révèlent également que les efforts pour accroître **l'efficacité énergétique** et encourager **l'électrification** (là où cela est techniquement possible) sont bien avancés. Par ailleurs, des initiatives de **valorisation de l'énergie thermique** sont également en cours.



Figure 31 - Analyse individuelle d'entreprises industrielles et leurs actions de décarbonation (scope 1 et 2) en Wallonie

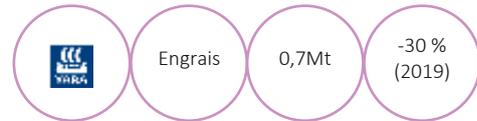
Entreprise	Secteur	Emissions 2021 (MtCO2)	Ambitions 2030 (année de référence)	Actions
	Ciment	1,8Mt	-50 % (2019)	<ul style="list-style-type: none"> • Leilac-1 (2016-2021) : Situé à Lixhe, ce projet pilote a permis de tester la technologie de capture directe (21 M€, dont 57 % subventionnés par la Commission européenne via les fonds Horizon 2020). • Cosmocem (2019-2023) : Projet qui vise à créer une alternative au clinker, principal composant du ciment, grâce à la transformation de déchets en additifs minéraux réactifs (10,4 M€, dont 61 % subventionnés par la Région wallonne). • Anthemis (2023-) : Situé à Antoing, ce projet de capture du carbone combine nouvelles technologies de capture (technologies Amine et Oxyfuel) dans une installation de deuxième génération afin de réduire de plus de 97 % les émissions de CO2 sur site, soit environ 800 000 tonnes de CO2 capturées par an d'ici 2029. • CapCO2 (2023-) : Situé à Antoing, ce projet a pour objectif de définir la technologie préférentielle pour la concentration du CO2 à partir de gaz pauvres. Il vise également à élaborer le design de la future unité de traitement et à déterminer de manière scientifique les nouvelles unités d'émissions à appliquer aux gaz émis une fois la capture du CO2 réalisée (subventionné en partie par la Région wallonne).
	Ciment	1,1Mt	-39 % (NA)	<ul style="list-style-type: none"> • FUTURECEM™ : Développement d'un ciment à faible teneur en carbone qui permet de réduire les émissions de CO2 de 30 %. FUTURECEM™ est une technologie brevetée qui utilise la synergie entre un mélange de calcaire, d'argile calcinée et de clinker, permettant de réaliser un béton durable avec une teneur en clinker réduite de 40 %. CCB commercialise déjà ce ciment. • Rénovation Gaurain (2023-2025) : La rénovation du four de l'usine à Gaurain vise à augmenter l'utilisation de combustibles alternatifs de 40 % à plus de 70 % dans l'avenir. Dans une première phase (2025), le charbon sera remplacé par du gaz naturel. Dans une deuxième phase, l'objectif est d'alimenter l'usine en biométhane (86 M€).
	Ciment	1Mt	-40 % (1990)	<ul style="list-style-type: none"> • GO4ZERO (2023-2029) : Programme d'investissements qui sera réalisé en 2 phases. (525 M€ dont 230M€ du Fonds pour l'innovation) : <ul style="list-style-type: none"> ○ Phase I (2023-2026) : Cette première phase vise à la mise en place de la nouvelle ligne de production de clinker qui remplacera les deux fours actuels sur le site d'Obourg. Elle exploitera du calcaire, riche en carbonate de calcium mais nettement moins humide que la craie, dans un procédé dit "voie sèche". Les combustibles alternatifs passeront de 70 % à 100 % en 2026. Ce changement de matière première et de procédé permettra de réduire les émissions de CO2 par tonne de clinker de près de 30 %. ○ Phase II (2026-2029) : Cette deuxième phase vise à réaliser la captation du CO2 au niveau du four à Obourg en vue de son transport vers des sites de séquestration souterrains, ou pour une valorisation industrielle. Cette deuxième phase permettra à Holcim d'atteindre la neutralité carbone en Belgique.
	Chaux	1Mt	-50 % (2018)	<ul style="list-style-type: none"> • CO2ncrEAT (2025) : Situé à Hermalle, ce projet a pour objectif principal de développer une solution intégrée à empreinte carbone négative pour la fabrication de produits de construction sans ciment en utilisant le CO2 émis par une usine de fabrication de chaux et des « déchets » issus de la production d'acier inoxydable. Entrée en opération en 2026. • Contrat d'électricité vert (2020) : Lhoist et Engie ont conclu un contrat d'énergie renouvelable de 8.4 MW produite par des éoliennes en mer du Nord. Au cours de la première année du contrat, les éoliennes d'Engie ont fourni 33 GWh d'énergie propre (environ 50 % de la consommation annuelle). Cela représente une réduction de plus de 14 000 tonnes d'émissions de CO2.



- **Butterfly (2024-)** : Situé à Seilles, ce projet vise à développer un nouveau type de four conçu pour capturer et concentrer (proche de 100 %) efficacement le CO₂ libéré lors de la production de chaux en vue d'une utilisation ultérieure (12 M€).
- **Columbus (2023-2026)** : Carmeuse, Engie et John Cockerill ont signé un accord de développement conjoint pour un projet innovant de CCU en Wallonie. Ce projet permettra de concentrer le CO₂ provenant d'un type de four à chaux innovant, de le combiner avec de l'hydrogène vert, afin de produire du e-méthane. La mise en œuvre de ce projet permettrait d'éviter jusqu'à 187 000 tonnes d'émissions de CO₂ par an (300 M€, une partie financée via le processus de projets importants d'intérêt européen commun (IPCEI) pour la Région wallonne).
- **Chrysalide (2023-)** : En partenariat avec le centre de recherche agréé CRM et l'Université de Mons, ce projet a pour objectif le développement d'une solution technologique innovante de capture et de concentration du CO₂, efficace, économique et pouvant être déployée sur les fours à chaux de type PFR (flux parallèle régénératif - *Parallel Flow Regenerative*). Cette solution sera évaluée sur le four développé dans le cadre de Butterfly.



- **Verres Bas Carbone (2022)** : Avec le lancement d'une gamme de verre à faible teneur en carbone à Moustier en 2022, AGC propose à ses clients un vitrage qui génère 40 % de CO₂ en moins que le verre standard, de l'extraction des matières premières à l'installation du produit fini. Il s'agit de limiter les émissions de CO₂ provenant des processus de production, de la production d'électricité, de la chaîne d'approvisionnement, du transport et d'autres émissions indirectes.



- **Projet de station d'épuration (2019 - 2025)** : Yara mène et finance le projet de station d'épuration d'eau commune de l'éco-zoning à Tertre, ce qui réduira considérablement l'impact écologique de l'activité des entreprises sur place. Dans le cadre de l'utilisation conjointe de cette station, Yara conclura des contrats de services avec les entreprises de l'éco-zoning intéressées. (20 M€)
- **Projet d'engrais verts (global)** : Yara a pour ambition de commercialiser des engrais verts presque exempts d'énergie fossile, produits à partir d'électricité renouvelable au lieu de sources fossiles. Ces engrais seront également fabriqués à partir d'eau et d'air, permettant de réduire l'empreinte carbone de 75 à 90 % par rapport aux engrais similaires fabriqués à partir de gaz naturel.



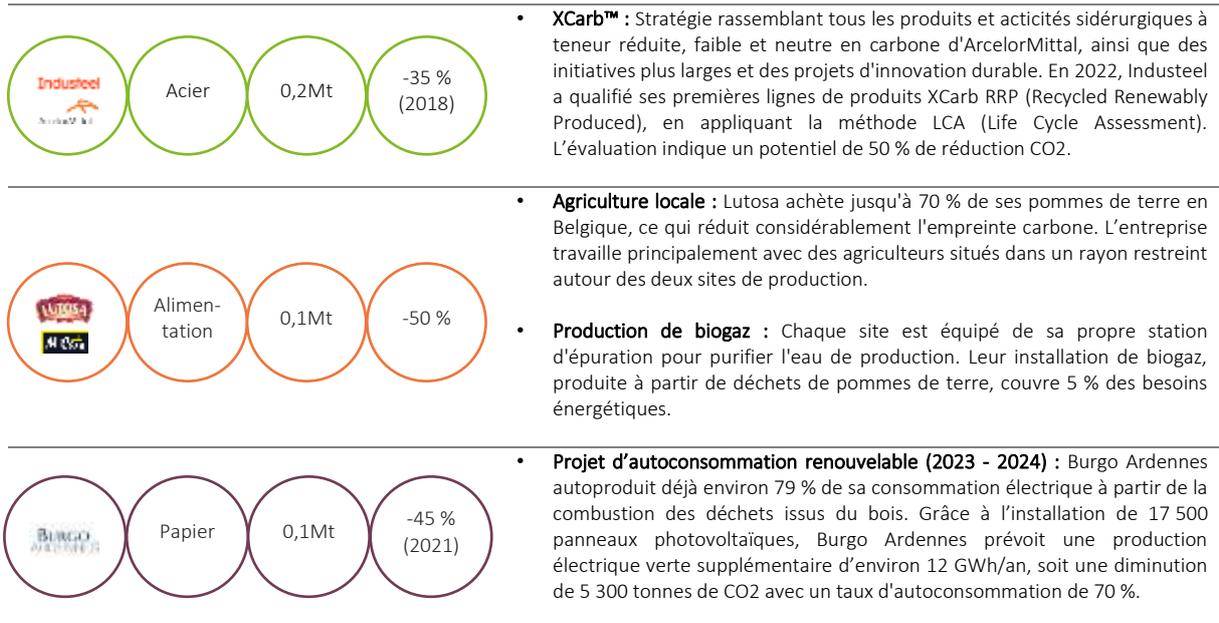
- **Projet HELIOS (2024)** : À partir de 2024, un parc solaire sera installé sur le site d'INEOS Inovyn fournissant chaque année plus de 57 000 MWh d'électricité renouvelable au site de Jemeppe. Il s'agira de l'un des plus grands parcs solaires de Belgique et du plus grand construit en Wallonie. HELIOS remplacera environ 10 % des besoins en électricité à Jemeppe, ce qui permettra d'économiser plus de 14 000 tonnes de CO₂ par an.



- **Phos4You** : Projet de recherche européen qui vise à élaborer un système de récupération du phosphore directement dans les boues des stations d'épuration des eaux, et non dans les cendres qui résultent de leur incinération. L'objectif est de trouver une solution aux résidus lors de la récupération du phosphore et valoriser le produit final pour créer un phosphate de calcium utilisé dans la production d'engrais.



- **ResponsibleSteel™ (2021)** : Initiative globale représentant une étape importante pour le développement durable dans l'industrie sidérurgique, en définissant les meilleures pratiques dans un cadre directif pour les audits externes pour l'ensemble du secteur. En 2021, les 2 sites en Belgique ont obtenu la certification ResponsibleSteel™.
- **Projet photovoltaïque (2022)** : Plus de 15 000 panneaux photovoltaïques sont installés sur une surface de 4.5ha sur le site de Châtelet, pour une capacité de 6.9MWp ou une production annuelle de 6.300MWh, permettant de réduire les émissions de CO₂ de 1 000 tonnes par an.



- › **Du fait d'équipements possédant une longue période d'amortissement, il est crucial de planifier des investissements stratégiques rapidement et ne pas manquer la fenêtre d'opportunité critique d'ici 2030.**

De manière générale, les processus industriels reposent sur des **équipements coûteux et à longue durée de vie**, ce qui freine l'adoption rapide de nouvelles technologies. Les équipements intégrés dans des processus intensifs en émissions, tels que les hauts-fourneaux et les fours à ciment, ont une durée de vie moyenne d'environ 40 ans. Cependant, après environ 25 ans d'utilisation, ces installations subissent souvent des rénovations majeures pour prolonger leur utilité. Ainsi, pour ces types d'actifs, l'année 2050 ne se trouve qu'à un cycle d'investissement de la période actuelle. **Lorsque ces actifs existants auront atteint les 25 ans, ils seront donc soumis à une décision d'investissement. Les nouvelles technologies, actuellement au stade de prototypage et de démonstration, devront être disponibles sur le marché pour pouvoir être adoptées** (Agence internationale de l'énergie, 2021). Par ailleurs, les industries émettrices évoluent dans des marchés hautement concurrentiels où les **marges bénéficiaires sont étroites**, ce qui limite les **possibilités d'investir dans des technologies plus propres mais également plus onéreuses**.

Les résultats de l'étude "Perspectives énergétiques de la Belgique à politique annoncée", publiés en mai 2024 par le Bureau fédéral du plan, **soulignent une augmentation significative des coûts associés à l'énergie pour les entreprises industrielles d'ici 2030**, en raison de besoins en nouveaux investissements en capital. Par la suite, pour la plupart des secteurs, ces coûts devraient diminuer grâce aux investissements réalisés dans les économies d'énergie, ainsi qu'à la baisse des prix internationaux de l'énergie (Bureau fédéral du plan, 2024).

- › **La Wallonie doit attirer des investissements internationaux d'ici 2030 pour permettre aux grands sites industriels, souvent appartenant à des groupes internationaux, de se pérenniser.**

De nombreux sites industriels appartiennent à des **groupes internationaux**, dont les centres de décision sont souvent situés en dehors de la Wallonie. Ces groupes disposent de **budgets d'investissement limités** et ne peuvent donc moderniser tous leurs sites, cela les amène à sélectionner ceux qui sont **techniquement les plus optimaux** et où le **soutien financier** est le plus significatif. L'enjeu est donc d'attirer ces investissements en Wallonie grâce à la disponibilité des énergies et des infrastructures associées, et à un solide niveau de soutien.





PARTIE D : Les principaux procédés de chaleur industriels et les possibilités de les décarboner

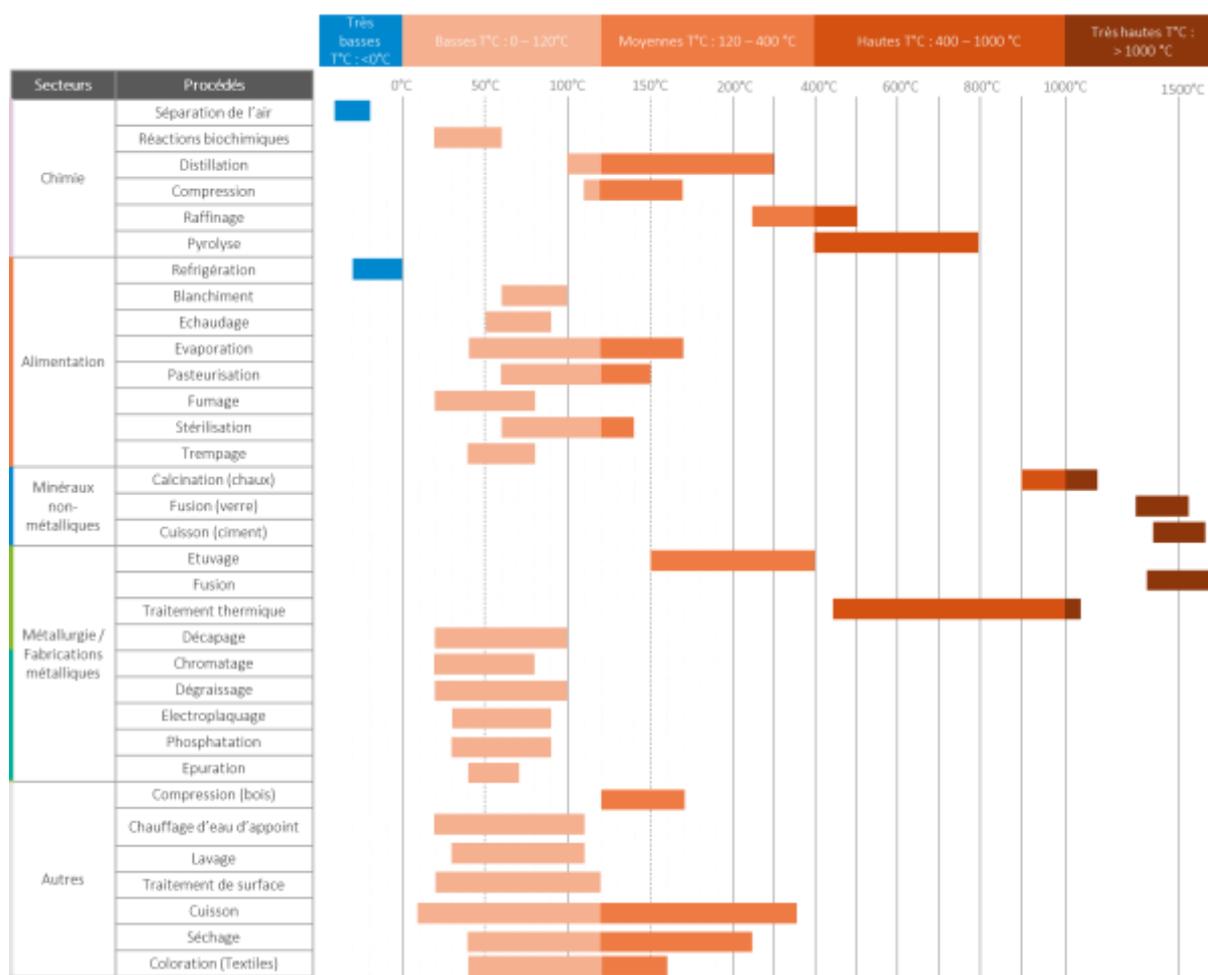
1. Les secteurs et leurs procédés principaux

D'après la littérature, la classification de la plupart des procédés industriels peut s'effectuer en fonction de plages de températures, pouvant être regroupées en cinq catégories principales (Tableau 6) :

- Froid à **très basse température** : < 0°C
- Chaleur à **basse température** : 0°C à 120°C
- Chaleur à **moyenne température** : 120°C à 400°C
- Chaleur à **haute température** : 400°C à 1000 °C
- Chaleur à **très haute température** : > 1000°C

La chaleur représente un des domaines principaux sur lequel agir pour décarboner l'industrie. Plus la température de cette chaleur est élevée, plus sa décarbonation devient difficile, car il existe peu de vecteurs énergétiques renouvelables ou considérés comme bas carbone capables d'atteindre de telles températures. Par ailleurs, dans de nombreux cas, il n'est pas (encore) possible d'électrifier ces procédés industriels.

Tableau 6 - Les procédés industriels principaux classés selon leurs niveaux de température (Lauterbach C) (Jia T) (Farjana S H) (Schoeneberger C A)



Les procédés utilisant la chaleur à basse et moyenne température connaissent une utilisation répandue dans de nombreux secteurs. A l'inverse, les secteurs qui recourent à des températures élevées sont plus spécifiques. Il s'agit principalement de la **métallurgie (sidérurgie et non ferreux)**, des **minéraux non**



métalliques (chaux, ciment, verre) et de la chimie. Ces trois secteurs représentent près de **68 %** de la consommation finale d'énergie (tous niveau de température confondus) en Wallonie (Figure 2).

2. Les procédés nécessitant de la chaleur à basse et moyenne température

La chaleur à basse et moyenne température représente environ 50 % de la demande de chaleur industrielle à travers le monde (Agence internationale de l'énergie, 2022). La majeure partie de la chaleur utilisée actuellement est produite par des **procédés électriques** et/ou **par la combustion de combustibles d'origine fossile**, tels que le gaz naturel, le charbon, le pétrole et ses dérivés. Les technologies couramment utilisées pour le chauffage industriel des processus à basse et moyenne température sont les **fours à combustion directe et indirecte** ainsi que les **chaudières brûlant des combustibles fossiles ou renouvelables**. Des systèmes de chauffage électrique sont également déjà déployés, tels que des **chaudières électriques**, des **pompes à chaleur** ainsi que des **technologies de chauffage électromagnétiques**.

De nombreux secteurs industriels dépendent de la chaleur à basse et moyenne température pour mener à bien leurs procédés industriels tels que la **pasteurisation** de produits alimentaires, la **catalyse et la distillation** au sein de procédés chimiques, le **séchage** et la **teinture** des matières ou encore le **revêtement** de pièces et de produits métalliques. Au-delà de ces exemples spécifiques, cette forme de chaleur est également employée dans divers secteurs pour des opérations telles que le **lavage**, le **séchage** et la **cuisson**, soulignant ainsi son **rôle essentiel** dans de nombreux processus industriels.

Pour décarboner l'utilisation de chaleur à basse et moyenne température, les solutions les plus pertinentes sont **l'électrification, la géothermie, la récupération de chaleur fatale** et, si une combustion est nécessaire, **le recours à des combustibles considérés comme bas carbone tels que la biomasse**. Les caractéristiques de ces technologies, notamment leurs coûts d'investissement (CAPEX) et coûts d'exploitation (OPEX) rapportés à la puissance de l'installation, leur rendement thermique et leur maturité technologique à travers le *Technology Readiness Level* (TRL), sont répertoriés au chapitre 4.

2.1. Electricité

L'électrification apparaît souvent comme le moyen le plus efficace pour décarboner les procédés de moyenne température (< 400°C). L'électrification d'un procédé et la simplicité de sa mise en place dépendent fortement des températures des procédés industriels et des technologies.

En général, les technologies d'électrification de moyenne température sont les suivantes :

- les **pompes à chaleur**,
- le **chauffage par résistance** (chaudières électriques, fours électriques, séchoirs électriques,...),
- le **chauffage électromagnétique** (micro-ondes, radio fréquence, infrarouge,...).

Les systèmes de pompes à chaleur sont une bonne alternative aux processus de chauffage indirect²⁶. Les **pompes à chaleur industrielles peuvent fournir de la chaleur à des températures allant jusqu'à 250°C**. Les pompes à chaleur atteignant des températures de 90°C possèdent un TRL de 9 ce qui signifie qu'elles sont disponibles commercialement. Pour les pompes à chaleur permettant d'aller jusqu'à 150°C, le TRL est supérieur à 7, ce qui correspond au stade de démonstration d'un prototype dans un

²⁶ Le **chauffage direct** implique une source de chaleur en **contact direct avec le matériau à chauffer**. Dans les procédés de **chauffage indirect**, la chaleur est transférée de la source à travers un **fluide caloporteur**, tel que l'**eau**, la **vapeur**, l'**huile thermique**, les **sels fondus**, etc. Ce fluide échange ensuite la chaleur avec le matériau à chauffer, souvent via un **échangeur de chaleur**. Les procédés de chauffage indirect sont généralement plus simples à mettre en œuvre puisque souvent il 'suffit' d'électrifier le moyen de chauffer le fluide caloporteur sans devoir changer les autres éléments du procédé industriel.



environnement représentatif. Au-delà de 150°C, les pompes à chaleur sont au stade de prototype (TRL entre 5 et 6). **Les pompes à chaleur présentent des CAPEX élevés**, mais du fait d'un rendement thermique très élevé, leur utilisation apparaît économique, dès aujourd'hui, pour certains procédés.

Les moyens de **chauffage par résistance** (chaudières, fours et séchoirs électriques) peuvent générer de la chaleur industrielle jusqu'à environ 350°C (TU Delft, 2020). Les technologies d'électrification représentent un **investissement initial similaire** aux technologies utilisant des combustibles fossiles tout en bénéficiant **d'un rendement thermique au moins équivalent voire supérieur**. Le rendement thermique ne permet pas de les rendre suffisamment compétitives en raison du prix élevé de l'électricité.

Les technologies de chauffage électromagnétique, telles que les micro-ondes, la radiofréquence et l'infrarouge, **sont déjà disponibles sur le marché pour certaines applications industrielles** et font l'objet d'une exploration croissante pour **répondre à un éventail plus large d'applications**.

Les coûts opérationnels des technologies d'électrification sont principalement déterminés par le coût de l'électricité. Les prix du gaz étant, de manière générale, plus compétitifs que les prix de l'électricité, **les coûts associés à la consommation énergétique de ces technologies apparaissent plus élevés, rendant les coûts totaux supportés parfois moins intéressants que ceux des homologues fossiles**. Ce phénomène explique alors que ces technologies ne soient pas encore toutes disponibles à la **commercialisation dans toutes les gammes de puissance et que leur TRL se situe entre 5 et 9**.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à l'électricité et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 3 - L'électrification).

2.2. Biomasse

En cas d'impossibilité d'envisager l'électrification ou lorsque les équipements sont récents et qu'un nouvel investissement ne peut s'envisager à court terme, les entreprises peuvent également opter pour le **transfert vers des combustibles considérés comme bas carbone**, tels que la biomasse. Le transfert vers la biomasse implique des changements dans les procédés moins complexes que l'électrification.

La biomasse peut être utilisée dans des chaudières et cogénérations, qui sont des **technologies matures** (TRL=9).

Pour la biomasse solide, principalement le bois, **les installations doivent souvent être adaptées ou remplacées**, sachant que le **coût initial (CAPEX)** est souvent plus élevé que pour les installations fonctionnant aux combustibles d'origine fossile.

Etant parfaitement **substituable au gaz naturel**, **l'utilisation du biométhane** ne nécessite aucun CAPEX supplémentaire puisqu'il peut être utilisé dans les chaudières et les cogénérations existantes.

Les problématiques principales associées à l'utilisation de la biomasse sont celles de sa **disponibilité** (qui doit se faire dans le respect de la hiérarchie des déchets), de sa **durabilité** et de ses **coûts d'approvisionnement**. Par ailleurs, la combustion de biomasse solide est source de pollution atmosphérique (émissions de particules fines en particulier) dont il faut tenir compte pour essayer de la minimiser.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à la biomasse et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 6 - La biomasse).



2.3. Récupération de chaleur fatale (basse température)

La **récupération de la chaleur fatale** constitue une source de chaleur à basse et moyenne température potentielle pour les industriels. Le principal avantage de la récupération de chaleur réside dans le fait de **valoriser une source d'énergie jusqu'alors considérée comme perdue**.

L'installation d'un système individualisé de récupération de chaleur implique des développements substantiels et des **coûts d'investissement significatifs**. La **compression mécanique de la vapeur (CMV)** est un processus de récupération de la chaleur perdue permettant d'améliorer l'efficacité thermique d'un procédé industriel et ainsi **d'améliorer les coûts d'exploitation**. La compression mécanique de la vapeur permet d'augmenter la pression de la chaleur récupérée sous forme de vapeur à l'aide d'un compresseur, ce qui élève sa température. Le système s'appuie sur une pompe à chaleur. La technologie de CMV est mature (TRL = 9).

En dehors de la CMV, l'**évaluation technico-économique** de l'installation d'une technologie de récupération de chaleur **requiert une analyse** approfondie et doit être réalisée au cas par cas. L'utilisation directe de la chaleur fatale nécessite un **échangeur de chaleur** et, parfois, la mise en place d'un **réseau de chaleur**, représentant des coûts d'investissement.

De manière générale, **peu d'entreprises peuvent exploiter leur chaleur résiduelle pour des raisons de faisabilité économique et technique ou encore parce qu'elles n'ont pas besoin de cette chaleur ailleurs**. Les entreprises cherchent plutôt à réinjecter la chaleur dans un réseau de chaleur afin qu'elle soit utilisée par d'autres entreprises ou des particuliers. Le **développement des réseaux de chaleur** pourrait offrir une **solution pour certains industriels produisant de la chaleur à basse température et en incapacité de la valoriser dans leurs propres installations**.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à la chaleur fatale (et aux réseaux de chaleur) et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 8 - L'utilisation de la chaleur fatale).

2.4. Géothermie (basse et moyenne température)

Les besoins de chaleur à **basse température** peuvent être satisfaits par l'énergie géothermique en remplacement des combustibles fossiles.

Les technologies spécifiques à l'utilisation industrielle de l'énergie géothermique sont les suivantes :

- Pour la **géothermie très basse énergie** (<30°C), la chaleur peut être utilisée via **une pompe à chaleur géothermique**.
- Pour la **géothermie basse énergie** (30 à 90°C), l'**utilisation directe de la chaleur** est possible directement via un **échangeur de chaleur** ou au travers d'une **pompe à chaleur**.
- La **géothermie moyenne énergie** (>90°C) nécessite l'utilisation d'un **cycle binaire**, d'un **échangeur de chaleur** ou d'une **pompe à chaleur**.

Les technologies d'application industrielle sont toutes matures (TRL > 9).

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à la géothermie et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 9 - La géothermie).



3. Les procédés nécessitant de la chaleur à (très) haute température

La chaleur à haute et très haute température représente environ **50 % de la demande de chaleur industrielle** à travers le monde (Agence internationale de l'énergie, 2022). Les technologies couramment utilisées pour le chauffage industriel des processus à haute et très haute température sont les **fours à combustion**, les **fourneaux**, les **chaudières** reposant sur la **combustion de combustibles d'origine fossile** ou encore certaines **cogénérations**.

Un nombre restreint de secteurs industriels dépendent de la chaleur à haute et très haute température. La haute température est nécessaire pour des procédés tels que la **pyrolyse** ou le **raffinage** dans le secteur de la **chimie** ou encore pour le **traitement thermique** des métaux dans l'**industrie métallurgique**.

Concernant la chaleur à très haute température, le besoin, en Wallonie, se situe principalement dans le secteur de la sidérurgie pour la fusion des métaux et des **minéraux non métalliques** pour la **fusion** du verre, la **cuisson** du ciment, ou encore la **calcination** de la chaux.

Pour décarboner l'utilisation de la chaleur à haute et très haute température, les solutions sont variées et leur mise en œuvre peut être complexe selon les procédés industriels. Dans certains cas, l'**électrification** est une possibilité, bien que peu mature aujourd'hui. En alternative, l'utilisation de combustibles considérés comme bas carbone tels que la **biomasse** peut être envisagée, malgré les limitations liées à sa disponibilité et à son coût. Les **carburants synthétiques** et l'**hydrogène** pourraient également être considérés, à condition que leur disponibilité augmente et que leur coût diminue.

Les caractéristiques de ces technologies, notamment leurs coûts d'investissement (CAPEX) et coûts d'exploitation (OPEX) rapportés à la puissance de l'installation, leur rendement thermique et leur maturité technologique à travers le *Technology Readiness Level* (TRL), sont répertoriées au chapitre 4.

3.1. Electricité

L'électrification des procédés à haute et très haute température peut revêtir différentes formes (Agence internationale de l'énergie, 2023) :

- **Four / fourneau à arc électrique ou plasma (*Electric arc furnace*)** : technologie de production de chaleur consistant en la formation **d'un arc électrique entre deux électrodes**. Les fours à arc plasma sont une variante des fours / fourneaux à arc électrique. Les fours à arc plasma sont capables de produire une chaleur allant jusqu'à 5000°C en faisant passer un courant électrique puissant à travers des gaz comme l'argon. Certaines de ces technologies, particulièrement intéressantes dans le **secteur de la métallurgie**, sont déjà commercialisées notamment dans la production d'acier secondaire. La technologie des fours à plasma est toujours en cours de développement afin d'en améliorer les rendements (TRL entre 3 et 9).
- **Four rotatif à arc électrique ou plasma (*Kiln*)** : technologie de production de chaleur par **arc plasma** ou **par résistance**. Le TRL de cette technologie, particulièrement intéressante pour le secteur des minéraux non métalliques, se situe entre 4 et 7, ce qui indique une **phase de développement relativement peu avancée**.
- **Chauffage électromagnétique** regroupant plusieurs technologies :
 - **Induction** : technologie de production de chaleur consistant à induire des **courants électriques dans un matériau conducteur**. Le chauffage par induction est largement utilisé pour la fusion des métaux. Certaines technologies sont déjà commercialisées pour certaines applications (TRL=9). La recherche et le développement autour de cette technologie pourraient élargir le champ des applications du chauffage par induction, améliorer encore son efficacité et réduire son coût.
 - **Infrarouge** : technologie de production de chaleur consistant à émettre des **radiations infrarouges chauffant de manière directe un matériau**. Les fours à infrarouge offrent



un contrôle précis pour répondre aux exigences spécifiques d'une application industrielle. Bien que déjà commercialisé pour certaines applications à basse température, la recherche et le développement pourraient élargir le champ des applications du chauffage par infrarouge.

- **Micro-ondes** : technologie de production de chaleur consistant à générer des **micro-ondes pour exciter des molécules à l'intérieur d'un matériau non conducteur**, à l'instar de ce qui se fait dans les fours à micro-ondes domestiques. Le chauffage industriel à micro-ondes est toujours en stade de développement (TRL>5). Les avantages du chauffage à micro-ondes comprennent un transfert de chaleur rapide, l'absence de produits de combustion et la rapidité de mise en marche des systèmes.
- **Radio fréquences** : technologie de production de chaleur consistant à générer des **radiations radiofréquence et exciter des molécules à l'intérieur d'un matériau non conducteur**. La chaleur à radio fréquences offre les mêmes avantages que le chauffage à micro-ondes. La technologie est toujours en stade de développement précoce (TRL<3) mais son potentiel d'utilisation dans les procédés industriels apparaît plus limité.

Les coûts opérationnels des technologies d'électrification sont principalement déterminés par le coût de l'électricité.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à l'électricité et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 3 - L'électrification).

3.2. Biomasse

En cas d'impossibilité d'envisager l'électrification, les entreprises peuvent également opter pour le **transfert vers des combustibles considérés comme bas carbone**. Dans le cas de la chaleur à haute température, la **biomasse** est envisageable.

La biomasse peut être utilisée :

- Comme **combustible** : La transition des procédés existants fonctionnant au gaz naturel vers le biométhane est une alternative réalisable dans la plupart des secteurs, sans nécessiter de **dépenses d'investissement supplémentaires**. Le biométhane peut être utilisé comme combustible **autonome ou mélangé au gaz naturel**, auquel il est parfaitement substituable.
- Comme **co-combustible** : La **biomasse solide** peut être utilisée **en mélange ou en substitution** de charbon pulvérisé²⁷ notamment à l'aide du biochar²⁸, pour décarboner l'utilisation **des fours chaudières, hauts-fourneaux**

Les technologies fonctionnant à la biomasse sont matures (TRL=9) (Agence internationale de l'énergie, 2023). Les problématiques principales associées à l'utilisation de la biomasse sont celles liées à sa **disponibilité** (qui doit se faire dans le respect de la hiérarchie des déchets), **sa durabilité, aux pollutions atmosphériques que sa combustion génère** et aux **coûts d'approvisionnement** qui y sont liés.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à la biomasse et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 6 - La biomasse).

²⁷ La co-combustion de charbon pulvérisé, c'est-à-dire très finement moulu, permet d'augmenter facilement la production d'énergie renouvelable à faible coût. Le charbon pulvérisé est soufflé dans la zone de combustion d'un fourneau et brûle plus rapidement et plus efficacement car le charbon finement moulu détient une plus grande superficie par unité de poids que les particules plus grosses. Pour plus d'informations : <https://www.greenfacts.org/fr/glossaire/abc/combustion-charbon-pulverise.htm>

²⁸ Le biochar, issu de l'abréviation de « *bio-charcoal* », est un charbon d'origine végétale obtenu par pyrolyse de la biomasse. Le biochar est également utilisé comme amendement agricole.



3.3. Hydrogène renouvelable ou bas carbone

Les technologies de l'hydrogène sont susceptibles de convenir à de nombreuses applications de **chauffage** pour lesquelles l'électrification ou la biomasse ne sont pas adaptées.

Dans l'industrie, l'hydrogène peut être utilisé comme **combustible** : Le passage des procédés existants à l'hydrogène est une alternative réalisable dans la plupart des secteurs. L'hydrogène peut être utilisé comme **combustible à part entière** ou au sein d'un **mélange avec du gaz naturel (co-combustible)**. Des nouveaux équipements ou des adaptations des équipements existants sont nécessaires, impliquant des coûts d'investissement potentiellement importants. Le TRL des technologies fonctionnant à l'hydrogène se situe entre 4 et 9.

Les problématiques associées à l'utilisation de l'hydrogène sont celles de la **disponibilité** et des **coûts d'approvisionnement**.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à l'hydrogène et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 4. L'hydrogène renouvelable et bas carbone).

3.4. E-carburants

Le **e-méthane** peut être utilisé comme substitut au gaz naturel dans les équipements existants. L'e-méthane n'engendre pas de dépenses d'investissement supplémentaires.

Les problématiques associées à l'utilisation d'e-méthane sont celles de la **disponibilité** et des **coûts d'approvisionnement**.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement aux e-carburants et à leurs défis en tant que pilier de la décarbonation (Partie E 5 - Les e-carburants (e-méthane)).

4. Tableau de synthèse des technologies visant la production de chaleur industrielle

Le tableau sur les pages suivantes fournit une vue d'ensemble des technologies par gamme de température, en tenant compte des secteurs, avec des indications issues de la littérature récente quant au CAPEX, OPEX, Rendement thermiques/COP et Niveau de maturité technologique.



Tableau 7 - Fourchettes de coûts des technologies utilisées dans les procédés industriels pour différentes tailles de systèmes

Températures maximum	Secteurs industriels	Technologie	Vecteur énergétique			CAPEX (€/kWth)	OPEX fixes (€/kW/an) ²⁹	Rendement thermique ³⁰ / COP (PAC)	TRL	Références
<400°C	Tous	Chaudière, séchoir, four	Combustibles d'origine fossile			140-570	<3-11	~0,9	9	TIMES-BE / SEAI
<400°C	Tous	Cogénération gaz	Combustibles d'origine fossile			<230-1500	<5-18	~0,5	9	TIMES-BE/SEAI
>1000°C	Métallurgie	Haut fourneau, Four à coke	Combustibles d'origine fossile			<140-580	2-12	~0,7	9	SEAI, (Olivier C. A. Bisanti, 2003)
>1000°C	Minéraux non métalliques, chimie	Four rotatif (Kiln)	Combustibles d'origine fossile			<150-610	<3-12	~0,9	9	SEAI
<90°C	Tous	Pompes à chaleur	Electricité	Géo.	Chaleur fatale	>80-600	<2-18	~3,5	9	TIMES-BE/SEAI
<250°C	Tous	Pompes à chaleur	Electricité			>80-1339	<2-27	~3,5	90-150° : 7-8 >150°C : 5-6	TIMES-BE/SEAI
<350°C	Tous	Chaudière électrique	Electricité			<100-410	<2-8	~0,9	9	TIMES-BE/SEAI
<350°C	Tous	Séchoir électrique	Electricité			<40-150	<1-3	~1	5-9	SEAI
< 350°C	Tous	Four électrique	Electricité			<80-320	<2-6	>0,9	5-8	SEAI
<200°C	Tous	Chauffage électrique	Electricité			103	1,2	~1	9	TIMES-BE
<400°C	Chimie, tous	Chauffage électrique	Electricité			143	1,5	~1	9	TIMES-BE
<1000°C	Tous	Chauffage électromagnétique	Electricité			n.d.	n.d.	n.d.	3-9	(Agence internationale de l'énergie, 2023)
>1000°C	Métallurgie	Four / fourneau à arc électrique (<i>oven & furnace</i>)	Electricité			<140-580	<3-12	~0,9	3-9	SEAI, (Agence internationale de l'énergie, 2023)
>1000°C	Minéraux non métalliques, chimie	Four rotatif (<i>Kiln</i>)	Electricité			<590-2390	<12-48	~0,9	4-7	SEAI
<150°C	Alimentation, tous	Compression mécanique de la vapeur (CMV)	Electricité	Chaleur fatale		400	n.d.	~3.5	9	(HPT TCP, 2022), (Energy.nl, 2019)
<120°C	Alimentation, tous	Echangeur de chaleur	Chaleur fatale			3108	31	~1	9	TIMES-BE

²⁹ Les OPEX fixes font référence aux coûts fixes d'exploitation et de maintenance (coût par unité installée par an).

³⁰ Le rendement thermique est une mesure de performance d'un dispositif qui utilise l'énergie thermique. Pour une pompe à chaleur, on parle de coefficient de performance (COP).



Températures maximum	Secteurs industriels	Technologie	Vecteur énergétique		CAPEX (€/kWth)	OPEX fixes (€/kW/an) ²⁹	Rendement thermique ³⁰ / COP (PAC)	TRL	Références
<1000°C	Tous	Chaudière biomasse gazeuse	Biomasse gazeuse	E-méthane	<140-570	2-11	~0,8	9	SEAI (Viessmann, s.d.) (Renewable Thermal Collaborative)
<1000°C	Tous	Cogénération biomasse gazeuse			<230-920	3-18	~0,5	9	SEAI
< 1000°C	Tous	Chaudière biomasse solide	Biomasse solide		<300-1200	<6-24	~0,8	9	SEAI
<1000°C	Tous	Cogénération biomasse solide	Biomasse solide		<160-630	2-13	~0,5	9	SEAI
<1000°C	Tous	Chaudière hydrogène	Hydrogène		<170-700	<3-14	~0,9	6-9	TIMES-BE/SEAI
<1000°C	Tous	Séchoir hydrogène	Hydrogène		<160-670	<3-13	~0,9	6-9	SEAI
<1000°C	Tous	Four hydrogène	Hydrogène		<160-680	<3-14	~0,9	4-7	SEAI
>1000°C	Tous	Chauffage hydrogène	Hydrogène		200-340	2-3	~0,9	6-9	TIMES-BE/SEAI
>1000°C	Métallurgie	Four/ fourneau à hydrogène (<i>oven & furnace</i>)	Hydrogène		<160-670	<3-13	~0,8	3-7	SEAI
>1000°C	Minéraux non métalliques, chimie	Four rotatif (Kiln)	Hydrogène		<190-1200	<4-24	~0,8	6-9	TIMES-BE/SEAI

Sources : Fourchettes de coûts des technologies utilisées dans les procédés industriels pour différentes tailles de systèmes (VITO & ICEDD, 2024) (Green Steel for Europe Consortium, 2021) (Viessmann, s.d.) (Renewable Thermal Collaborative) (Sustainability Energy Authority of Ireland) (Olivier C. A. Bisanti, 2003) (HPT TCP, 2022) (Energy.nl, 2019) (Agence internationale de l'énergie, 2023)



5. La réfrigération

Les équipements frigorifiques jouent un rôle essentiel dans de nombreux secteurs, en particulier ceux de l'**alimentation** et du **pharmaceutique**.

Au niveau mondial, la production de froid pour l'industrie représente 15 % de la consommation électrique mondiale (SPW Energie, 2024). Dans des entreprises spécialisées travaillant les produits frais, la réfrigération peut représenter jusqu'à deux tiers des consommations d'électricité (SPW, 2010).

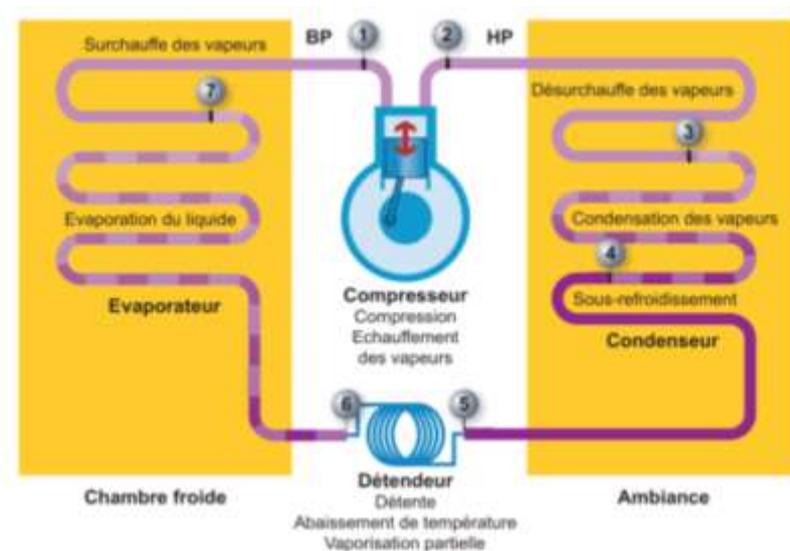
Plusieurs types d'installations existent :

- les installations mettant en œuvre un **cycle frigorifique à compression de vapeur** utilisant des **agents réfrigérants fluorés** (cycle de Carnot),
- les installations mettant en œuvre un **cycle frigorifique à compression de vapeur** utilisant des **agents réfrigérants non fluorés** classés dans les « fluides naturels » (ammoniac, eau, CO₂, hydrocarbures),
- les installations mettant en œuvre un **cycle frigorifique à absorption ou à adsorption** et la trigénération,
- le free-chilling,
- le refroidissement adiabatique,
- les aéroréfrigérants secs (*dry coolers*),
- les tours de refroidissement (*cooling towers*).

La majorité des besoins de froid de l'industrie sont assurés par la technologie de la compression de vapeur d'un fluide frigorigène (Pole Cristal, 2024). Le principe est identique à celui employé par les pompes à chaleur et nécessite :

- un **évaporateur**, à basse pression, où le réfrigérant capte de la chaleur à la zone froide pour se vaporiser (passage de 6 à 7) ;
- un **compresseur** qui amène la vapeur de réfrigérant à haute pression et provoque son échauffement (phases 1-2) ;
- un **condenseur**, à haute pression, dans lequel le réfrigérant entre à une température plus élevée que l'ambiance et cède de la chaleur à l'ambiance en se condensant (phases 3-4) ;
- un **détendeur** qui ramène le réfrigérant liquide à la pression d'entrée de l'évaporateur (phases 5-6).

Figure 32 - Éléments d'une machine frigorifique (SPW, 2010)



Les installations de climatisation et de réfrigération induisent deux types d'émissions de gaz à effet de serre : les émissions liées aux fuites de fluide réfrigérant³¹, et les émissions liées aux consommations énergétiques de l'installation.

5.1. Efficacité énergétique

5.1.1. Maîtriser la consommation

La diminution des émissions indirectes passe par la diminution de la consommation d'énergie. Plusieurs actions peuvent être mises en place pour augmenter l'efficacité énergétique des procédés (SPW, 2010) :

Tableau 8: Actions d'efficacité énergétique pour les processus de réfrigération

Action	Coût
Surveiller les temps d'ouverture des portes d'accès à la chambre froide.	Quasi nul
Surveiller l' encrassement du condenseur . Une augmentation de 10°C de la température de condensation du réfrigérant entraîne une augmentation de 30 % de la consommation d'électricité des compresseurs. Si le condenseur s'encrasse, les échanges thermiques entre le réfrigérant et l'ambiance se détériorent.	Quasi nul
Vérifier si le programme des cycles de dégivrage est adéquat. La couche de givre qui se dépose sur l'évaporateur agit comme une résistance à l'échange de chaleur entre la chambre froide et le réfrigérant.	Quasi nul
Établir un programme de purges régulières . Les incondensables tels que l'air ou l'azote qui s'accumulent dans le condenseur en détériorent l'efficacité.	Quasi nul
Établir un programme de vérification de l'efficacité du traitement d'eau dans le cas d'un condenseur évaporatif ou d'une tour de refroidissement. Une tour de refroidissement qui s'encrasse voit ses performances diminuer.	Quasi nul
Vérifier que le condenseur est implanté dans une zone d'où la chaleur peut aisément s'évacuer et alimenté en air extérieur. Si le condenseur n'est pas suffisamment refroidi, ses performances chutent.	€
Vérifier régulièrement le niveau de fluide réfrigérant dans le système et traquer les fuites. La performance maximale n'est possible que si le niveau minimal de réfrigérant est maintenu. Des fuites de fluides sont dommageables pour l'environnement et diminuent la performance de l'installation.	€
Éviter un écart de température trop important de part et d'autre de l'évaporateur et du condenseur. Un écart de 1°C trop élevé entre le condenseur et l'évaporateur occasionne une surconsommation d'électricité des compresseurs de 3 %.	€

³¹ Émissions de gaz à effet de serre n'étant pas systématiquement du CO₂. Le gaz émis dépend du type de fluide réfrigérant.



Vérifier l' état de l'isolation thermique des tuyaux du circuit secondaire. Si l'évaporateur est séparé de la chambre froide par un circuit secondaire, celui-ci peut être amené à parcourir des distances non négligeables. Une isolation de 5 cm pour des tuyauteries d'eau glacée de plus de 80 mm de diamètre constitue un minimum pour de l'eau glacée à 1°C.	€
Vérifier la qualité et l'épaisseur de l'isolation thermique des parois de la chambre froide . La conductivité de l'isolation thermique des parois de la chambre froide doit se situer entre 0,016 et 0,023 W/m.K. ³²	€
Vérifier si les parties des machines responsables des productions de chaleur fatale peuvent être placées à l'extérieur de la zone réfrigérée . Toute la chaleur fatale produite par les autres équipements se trouvant dans les zones froides doit être compensée par le système de réfrigération.	€€€
Investir dans un éclairage et des machines efficaces dans les zones froides.	€€€
Envisager un pré-refroidissement . Introduire des produits à température élevée dans la chambre froide augmente la charge thermique et force le système de réfrigération à consommer plus d'énergie.	€€€
Minimiser la distance entre l'équipement de production de froid et les sites d'usage du froid.	€€€
Examiner l'intérêt énergétique et économique d'utiliser un réservoir de stockage de glace .	€€€
Examiner l'intérêt de remplacer des anciens condensateurs et moteurs par des alternatives à haute efficacité	€€€
Examiner l'intérêt de détendre le réfrigérant dans une petite turbine plutôt que dans un étranglement pour les très grandes installations.	€€€
Utiliser des compresseurs correctement dimensionnés et adaptés aux applications.	€€€
Distinguer une demande saisonnière d'une demande intermittente. Si la demande de froid est stable d'un jour à l'autre mais différente selon les saisons, il peut être intéressant de remplacer un compresseur de grande puissance par plusieurs moins puissants.	€€€
Examiner le potentiel d'une gestion centralisée .	€€€

5.1.2. Optimiser le monitoring des processus

Les actions de réduction de la consommation énergétique nécessitent généralement des mesures préalables pour poser le diagnostic et prendre des décisions éclairées. Systématiser ce processus garantit la pérennité des actions entreprises.

Les données qui apportent les meilleures connaissances des systèmes sont autant de paramètres à optimiser.

Collecter les données

Le processus d'analyse débute par la collecte des données nécessaires, provenant de sources internes ou externes. Pour la production de froid, les informations à collecter sont, par exemple :

Données internes :

- Les données de production des unités consommant le froid (tonnes, nombres de pièces produites...);
- Les besoins en froid du procédé industriel ;
- La consommation globale en énergie ;
- La consommation d'énergie par unité de froid ;
- L'énergie thermique produite en réponse aux besoins (énergie par unité de froid, ou totale) ;
- Les paramètres de fonctionnement des systèmes (températures, pressions...)

Données externes :

³² Unité de la conductivité thermique : watt par mètre-kelvin



- Les conditions météorologiques

Digitaliser

Pour se connecter en temps réel aux données identifiées et en acquérir l'historique s'il est disponible, il convient d'identifier l'architecture IT adaptée et la mettre en place pour établir la communication entre les systèmes de terrain et les serveurs utilisés pour les analyses.

Mesurer les performances

Le suivi des consommations est assuré sur la base d'une sélection de KPI tels que :

- La consommation de la centrale frigorifique et de ses auxiliaires (pompes, tours de refroidissement ...) ;
- La quantité de froid produite ;
- La consommation d'énergie par usage lié au refroidissement.

Les données sont complétées par des données externes (météo, prix des énergies, etc.) et croisées pour permettre la construction de *baselines* pour la production de froid et la consommation en énergie de la centrale frigorifique. L'impact des paramètres d'influence peut alors être intégré et interprété en temps réel.

Optimiser

Le croisement et l'analyse des données améliore le contrôle de la performance énergétique de l'installation et permet d'identifier les solutions d'amélioration adaptées. Des simulations peuvent être effectuées pour quantifier les gains potentiels.

5.2. Fluides réfrigérants écologiques

De nombreux fluides réfrigérants possèdent un potentiel de réchauffement global (PRG) important³³. L'Europe a progressivement interdit l'utilisation de certains fluides tels que les chlorofluorocarbures (CFC) R-11, le R12 et le R-502, ainsi que les hydrochlorofluorocarbures (HCFC). Les hydrofluorocarbures (HFC) ont ensuite été utilisés pour les remplacer. Les objectifs européens d'ici 2030 visent à éliminer les HFC à haut et moyen PRG. Le protocole international de Kigali, ainsi que la révision de la réglementation européenne F-GAS, rendront obligatoire l'usage de fluides réfrigérants dits écologiques à potentiel de réchauffement global (PRG) bas, avec la mise en place de quotas dégressifs pour une quasi-élimination des HFC d'ici 2050 (Energieplus, 2007).

5.2.1. Fluides réfrigérants écologiques

Certaines substances inorganiques pures ainsi que certains hydrocarbures peuvent être utilisés comme des fluides réfrigérants dits naturels.

Leurs avantages sont :

- un très faible PRG ;
- une efficacité énergétique et puissance frigorifique plus importante que les HFC ;
- une large disponibilité ;
- un faible coût.

³³ Lorsque la valeur Potentiel de Réchauffement Global (PRG) ou Global Warming Potential (GWP) est importante et supérieure à 1, alors l'impact du gaz est néfaste pour l'environnement. Cet indicateur vise à regrouper sous une seule valeur l'effet additionné de toutes les substances contribuant à l'accroissement de l'effet de serre. Par convention, le PRG du CO2 est de 1, et celui du méthane de 25 (Energie, 2023).



Tableau 9 - Avantages et inconvénients des fluides réfrigérants dits naturels

Fluide naturel	Avantages	Inconvénients
Eau (R718)	<ul style="list-style-type: none"> ni inflammable ni toxique pas d'impact sur la couche d'ozone (ODP³⁴ = 0) très peu d'impact direct sur l'effet de serre 	<ul style="list-style-type: none"> ne peut générer du froid en dessous de 0 °C. très peu d'applications pratiques³⁵
CO2 (R744)	<ul style="list-style-type: none"> pas d'action sur l'ozone (ODP = 0) et peu d'impact direct sur l'effet de serre (PRG = 1) ni inflammable ni toxique fort potentiel thermodynamique 	<ul style="list-style-type: none"> la mise en œuvre de tels circuits n'est pas encore bien maîtrisée les pressions de service sont très importantes (80, 100 bar voire plus)
Amoniac (R717)	<ul style="list-style-type: none"> forte capacité à transférer la chaleur et ne demande que très peu d'énergie pour produire du froid pas d'impact direct sur l'effet de serre (PRG = 0) pas d'impact sur la couche d'ozone (ODP = 0) 	<ul style="list-style-type: none"> inflammable et toxique
Hydrocarbures (propane R290 et butane R600 principalement)	<ul style="list-style-type: none"> fort potentiel thermodynamique GWP R290 = 20 GWP R600 = 3 ODP R290 et R600 = 0 	<ul style="list-style-type: none"> inflammable³⁶ très peu d'applications industrielles du fait des problèmes de sécurité qu'ils induisent

A. L'eau (R718)

L'eau peut être utilisée comme fluide réfrigérant. L'eau possède un fort potentiel thermodynamique, mais ne peut générer du froid en dessous de 0 °C.

B. Le CO2 (R744)

Le dioxyde de carbone est la référence de classement des fluides de réfrigération, avec un PRG de 1 et un ODP nul. Le dioxyde de carbone possède jusqu'à 3 800 fois moins d'impact sur l'environnement que les HFC. Le CO2 présente un fort potentiel thermodynamique et n'est ni inflammable ni toxique. Le CO2 est déjà largement utilisé dans la réfrigération industrielle notamment dans l'agroalimentaire (Greentech, s.d.).

C. L'ammoniac (NH3 ou R717)

L'ammoniac possède une forte capacité à transférer la chaleur et ne demande que très peu d'énergie pour produire du froid.

Avec un PRG nul, l'ammoniac ne contribue pas au réchauffement climatique. Le NH3 n'impacte pas non plus la couche d'ozone (ODP = 0).

³⁴ ODP pour *Ozone Depletion Potential* est une mesure du potentiel de destruction de l'ozone stratosphérique d'un composé chimique. La référence de cette échelle est le CFC11 (trichlorofluorométhane) dont l'ODP vaut 1.

³⁵ A propos de la rareté des applications de l'eau comme fluide frigorigène, voir le site 'Energie+' de la Wallonie : <https://energieplus-lesite.be/techniques/climatisation8/composants-installation-frigorifique/fluides-frigorigenes/>

³⁶ A propos de la dangerosité du butane / propane voir le site <https://energieplus-lesite.be/techniques/climatisation8/composants-installation-frigorifique/fluides-frigorigenes/>.



L'ammoniac est un fluide inflammable et toxique. Son utilisation est réglementée, notamment en termes de volume autorisé et de règles de sécurité.

L'ammoniac possède un coût de revient inférieur aux HFC. L'ammoniac est déjà utilisé historiquement dans de nombreuses applications de production de froid dont certaines installations industrielles.

D. Les hydrocarbures

Dans le domaine des hydrocarbures, le propane (R290), le butane (R600a) et l'isobutane (R600) sont classifiés comme réfrigérants naturels.

Ces hydrocarbures présentent des propriétés thermodynamiques intéressantes mais sont fortement inflammables.

Les hydrocarbures sont déjà utilisés comme réfrigérants, mais ils nécessitent d'importantes mesures de sécurité qui en limitent fortement l'utilisation à cette fin.



PARTIE E : Les piliers énergétiques de la décarbonation



1. Les piliers énergétiques de la décarbonation

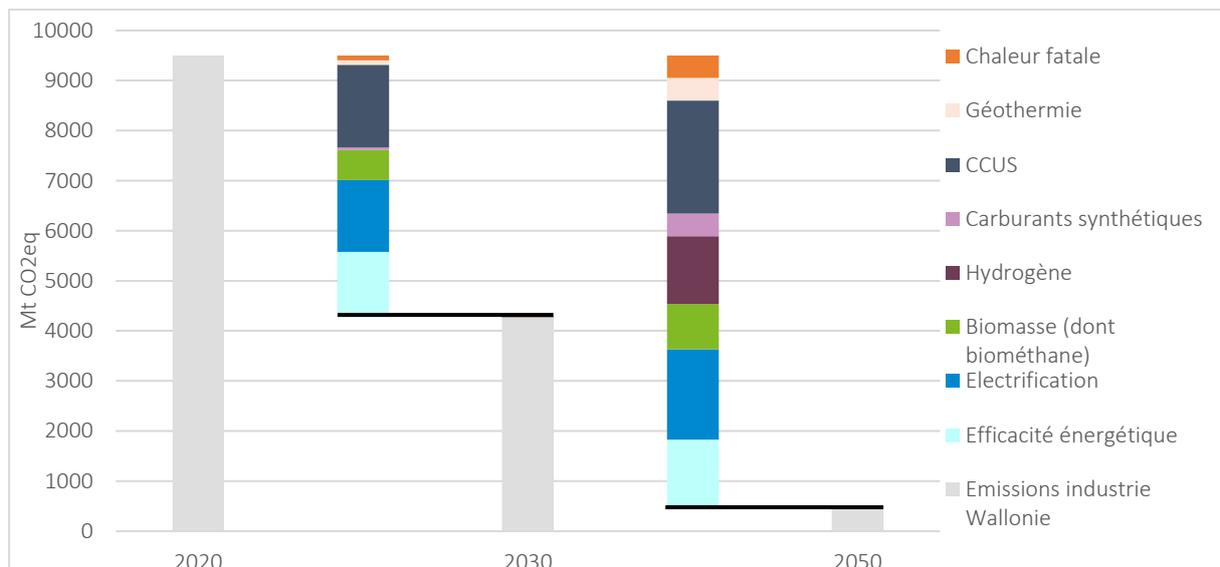
Pour atteindre les objectifs de décarbonation, plusieurs piliers fondamentaux ont été identifiés. Ces piliers visent à transformer les modes de production et de consommation d'énergie de l'industrie pour **réduire les émissions de gaz à effet de serre**, tout en **réduisant la demande d'énergie** et en **favorisant les sources d'énergie renouvelable**.

La décarbonation repose sur plusieurs piliers essentiels :

- **Efficacité énergétique** : Optimisation de l'utilisation de l'énergie pour réduire les pertes et maximiser la productivité.
- **Changement de vecteur énergétique** : Adoption de vecteurs énergétiques considérés comme bas carbone notamment :
 - o L'électricité,
 - o L'hydrogène,
 - o Les e-carburants,
 - o La biomasse,
 - o La géothermie,
 - o La chaleur fatale.
- **Capture carbone et stockage ou utilisation** : Capture des émissions de CO₂ issues des processus industriels, puis stockage ou utilisation du CO₂.

Le graphique ci-dessous illustre la part relative que pourrait prendre chaque pilier dans la décarbonation de l'industrie wallonne en 2030 et 2050 de manière théorique³⁷.

Figure 33 - Evolution théorique des émissions de l'industrie wallonne selon les piliers énergétiques de la décarbonation



³⁷ Elle est indépendante des scénarios décrits dans la partie C. Pour rappel, ces derniers avaient été construits de manière volontairement contrastée afin de susciter une dynamique de discussion avec les entreprises. L'objectif ici est plutôt de proposer une vision rationnelle et équilibrée fondée sur la littérature présentée dans cette partie E du rapport.



Note méthodologique : le graphique s'appuie sur des calculs théoriques reposant sur un certain nombre d'hypothèses expliquées dans les sections relatives à chaque pilier.

À long terme, il est crucial de promouvoir l'**électrification** des procédés partout où cela est possible. L'**hydrogène** et les **e-carburants** devront également être promus pour les procédés à **haute température**, difficiles à électrifier.

La **chaleur fatale, la géothermie ou la biomasse** (solide ou sous forme de biogaz/biométhane), doivent être encouragées au niveau local afin de **diversifier les sources d'énergie**. La biomasse, bien qu'utile durant la période de transition en permettant de diminuer les émissions sans modifier les équipements existants, ne constitue pas une stratégie principale à long terme du fait de sa **disponibilité limitée** et **des conflits d'usage**.

Pour les émissions de procédés non liées à l'énergie, c'est-à-dire celles qui ne résultent pas de la consommation énergétique mais qui sont inhérentes aux procédés et donc difficiles à éviter, la **capture de carbone** apparaît indispensable.

Parallèlement, l'amélioration de l'**efficacité énergétique** devra être un objectif à poursuivre de manière continue afin de réduire la consommation énergétique et donc les émissions au maximum.

La section suivante décrit chacun de ces piliers, notamment leur cadre réglementaire et les technologies qui leur sont associées, et met en avant les défis liés à leur mise en place.



2. L'efficacité énergétique des processus de production

2.1. Description

- › L'efficacité énergétique vise à réduire la quantité d'énergie nécessaire pour produire un volume donné, sans changer le volume produit.

Les possibilités en matière d'efficacité énergétique comprennent :

- L'amélioration de l'efficacité des systèmes et le rendement des procédés,
- Le développement des systèmes de gestion et récupération de l'énergie,
- Le déploiement de stratégies de *smart manufacturing*³⁸.

2.2. Cadre réglementaire

- › L'Union européenne exige une réduction collective de 11,7 % de la consommation finale d'énergie au niveau de l'UE en 2030.

La Directive européenne « Efficacité Énergétique » révisée de 2023 relève l'objectif d'efficacité énergétique de l'UE et oblige les pays membres à garantir collectivement une **réduction de 11,7 % de la consommation d'énergie finale en 2030** par rapport aux prévisions de consommation d'énergie pour 2030 établies en 2020. **Spécifiquement pour l'industrie**, la directive vise **une réduction de 38 % de la consommation d'énergie finale** par rapport à 2007 **et de 40,5 % de la consommation d'énergie primaire**.

La révision de la directive s'accompagne d'un **doublément du taux d'économies d'énergie annuelles** que les pays de l'UE sont tenus de réaliser en moyenne chaque année. L'objectif annuel d'économies d'énergie pour la consommation finale d'énergie augmentera de **1,49 % à 1,9 %** de 2024 à 2030 contre 0,8 % auparavant.

En vertu des règles européennes, les pays de l'UE doivent fixer les contributions nationales sur la base d'une combinaison de critères (intensité énergétique, PIB par habitant, potentiel d'économies d'énergie et réduction de la consommation d'énergie fixe). **La Commission attend de la Belgique une contribution nationale indicative de 12,9 % de réduction de la consommation finale d'énergie d'ici 2030.**

- › **La Belgique vise des objectifs de réduction de consommation d'énergie primaire et finale d'ici 2030**

Dans le PNEC actualisé en 2023, la Belgique vise des objectifs de :

- **-4,7 % de consommation d'énergie primaire d'ici 2030** par rapport au scénario de référence 2020,
- **-9,5 % de consommation d'énergie finale d'ici 2030** par rapport au scénario de référence 2020.

³⁸ Le *smart manufacturing* est une approche de production industrielle qui utilise des technologies avancées comme l'Internet des objets (IoT), l'intelligence artificielle (IA) et l'analyse de données pour améliorer l'efficacité, la flexibilité et la qualité des processus industriels. Elle permet une interconnectivité et une automatisation accrue, transformant les usines en environnements intelligents et autonomes.



› **Les industries wallonnes doivent améliorer leur intensité énergétique de 1 à 1,5 % d'ici 2030.**

Au niveau wallon, le **PACE régional** vise une **réduction de 29 % de la consommation énergétique finale** en 2030 par rapport à 2005 pour atteindre 105 TWh³⁹, soit une **diminution de 44 TWh** (tableau ci-dessous).

Le **PACE** fixe également des objectifs spécifiques pour les **entreprises commerciales et industrielles** qui représentent 1/3 de la consommation wallonne, avec **une amélioration de l'intensité énergétique de 1 à 1,5 % par an**.

Tableau 10 - Trajectoire indicative 2021-2030 de la consommation finale énergétique en Wallonie (Gouvernement wallon, 2023)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Consommation finale énergétique 2021-2030 (en TWh)	121,1	119,2	117,4	115,6	113,8	112	110,2	108,5	107,7	104,9

› **Les Accords de Branche de seconde génération ont défini des objectifs non contraignants de déploiement de solutions d'efficacité énergétique.**

Depuis le début des années 2000, la Wallonie axe sa politique d'efficacité énergétique dans le secteur industriel sur les Accords de Branche (AdB) et sur des subventions mises en place pour les PME qui ne participent pas aux Accords de Branche. Les premiers Accords de Branche 2003-2013 concernaient 16 secteurs, 173 entreprises et 203 sites de production, représentant plus de **90 % de la consommation industrielle** wallonne. Les pouvoirs publics ont poursuivi leurs efforts en renouvelant les Accords de Branche pour la période **2014-2020-2023**.

Les accords renouvelés (de seconde génération) reposent sur l'engagement des fédérations et des entreprises d'améliorer leur **efficacité énergétique** et réduire leurs émissions de CO₂.

Les industriels peuvent choisir les mesures à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs définis par leur fédération.

Les autorités publiques régionales s'engagent en contrepartie à ne pas imposer d'autres exigences aux entreprises signataires dans les matières concernées par l'Accord et à les défendre de toute nouvelle taxe ou redevance. Des avantages financiers sont également accordés aux entreprises participantes, principalement sur le prix final de l'électricité.

En 2016, 208 entités représentant environ 80 % de la consommation d'énergie de l'industrie wallonne étaient engagées dans le système des Accords de Branche.

Grâce à ces Accords de Branche, **l'efficacité énergétique de l'industrie wallonne a progressé de 16,5 %**, tandis que les **émissions de CO₂ ont baissé de 19,3 %**.

Le 1er février 2024, le Gouvernement wallon a adopté le projet d'arrêté relatif à la 3^{ème} génération d'Accords de Branche, rebaptisée "**Convention Carbone 2024 – 2032**", qui est entré en vigueur le 1er avril 2024. Les Conventions Carbone ont une vision à plus long terme, c'est-à-dire jusqu'en 2050. Les Conventions Carbone sont **ouvertes à tous types d'entreprises** et engagent les entreprises à réduire leur empreinte carbone. En échange de leurs engagement, les entreprises bénéficient de **3 types de contreparties** pour les accompagner et favoriser le passage à l'action :

³⁹ Selon les cadres réglementaires, différentes années de référence peuvent être prises. Par exemple, l'Union Européenne considère 2007 comme l'année de référence dans la mesure précitée, là où la Wallonie considère 2005. Ces choix ont un impact direct sur les mesures à prendre pour atteindre les objectifs ciblés.



- Les subsides AMUREBA apportent **un soutien** sous forme **de compétences techniques et humaines**.
- Des **réductions de facture d'électricité** proportionnelles aux investissements réalisés assurent la pérennité des entreprises.
- Des **financements complémentaires** seront organisés sous forme d'appels à projets spécifiques et de prêts subordonnés⁴⁰.

2.3. État des lieux

- › **La consommation finale d'énergie par unité de richesse produite a diminué de 64 % en 30 ans, principalement grâce aux mesures d'efficacité énergétique et à l'émergence de secteurs à forte valeur ajoutée moins énergivores.**

La consommation finale d'énergie annuelle de l'industrie wallonne est passée de **76,5 TWh** en 1990 à **42,8 TWh** en 2020, soit une diminution de **44 %** en l'espace de 30 ans.

La dynamique wallonne est en grande partie consécutive de la **fin de l'ère sidérurgique**, dont la consommation finale d'énergie a diminué de **86 %** entre 1990 et 2020, passant de 35,5 TWh à 5,2 TWh par an (ICEDD, 2020). La consommation d'énergie finale **excluant la sidérurgie** a diminué de **8,3 %** entre 1990 et 2020, passant de 41,0 TWh à 37,6 TWh.

Tableau 11 – Consommation finale d'énergie dans l'industrie avec et sans la sidérurgie (ICEDD, 2020).

	1990	2016	2020
Consommation totale industrie (TWh)	76,5	44,5	42,8
Sidérurgie (% du total)	46 %	11 %	12 %
Consommation totale sidérurgie (TWh)	35,5	4,9	5,2
Consommation totale hors sidérurgie (TWh)	41,0	39,6	37,6

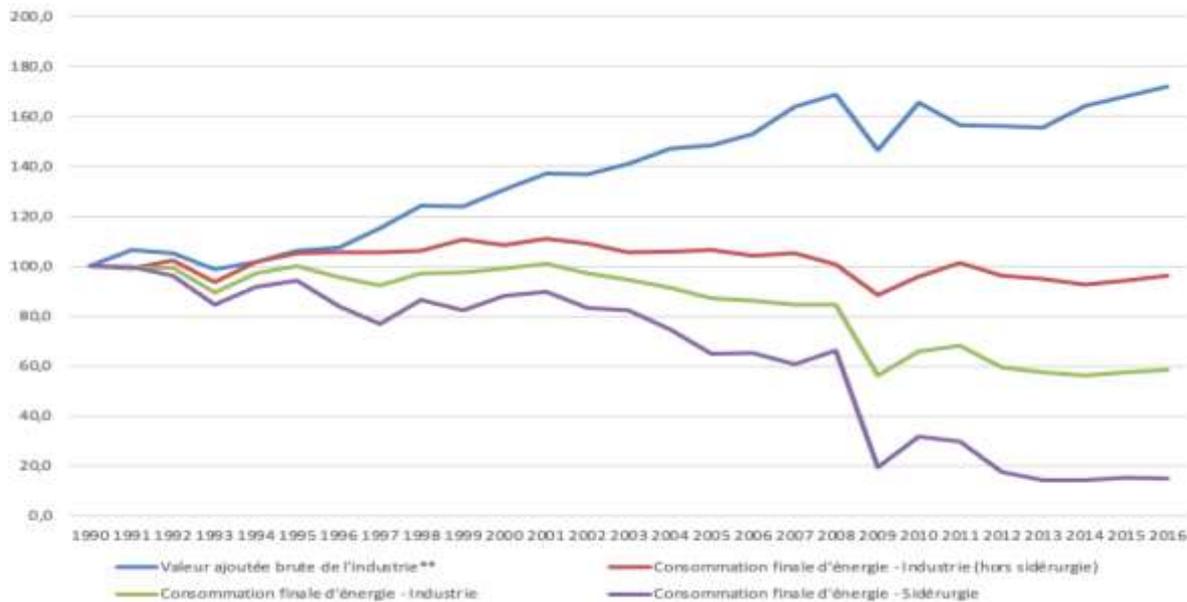
Sur la même période, la **valeur ajoutée brute** de l'industrie wallonne a **augmenté de 62 %**. Les évolutions de la consommation finale d'énergie et de la valeur ajoutée brute de l'industrie wallonne s'illustrent par une diminution **de 64 % de l'intensité énergétique** de l'industrie wallonne entre 1990 et 2016¹¹ (consommation d'énergie par unité de richesse produite) qui résulte d'une combinaison de :

- L'émergence d'activités industrielles à forte valeur ajoutée et moins énergivores,
- L'amélioration de l'efficacité énergétique des entreprises, notamment encouragées par les Accords de Branche sectoriels.

⁴⁰ Un prêt subordonné est un prêt accordé complémentirement à d'autres sources de financements (crédit bancaire, apport de fonds propres...). Ce prêt est dit « subordonné » car, en matière de priorité de remboursement, il sera toujours remboursé après les prêts bancaires, mais avant les fonds propres.



Figure 34 - Consommation finale d'énergie de l'industrie wallonne (base 100) (SPW, 2019)



Note méthodologique: * Usages non énergétiques inclus (utilisation en tant que matière première dans les procédés de fabrication) ** Hors variations de prix

Les données sont reprises par le SPW sur la base de données de différentes sources : SPW - DGO4 - DEBD (bilans énergétiques) ; BFP, IBSA, IWEPS, SVR (modèle HERMREG)

- › **L'indice d'amélioration de l'efficacité énergétique (AEE) révèle une amélioration de l'efficacité énergétique de 11,3 % en 2016 par rapport à 2005, et donc l'atteinte de l'objectif de l'AdB pour 2020**

L'ensemble des entreprises signataires des AdB ont atteint les objectifs décrits dans les AdB de 2e génération, que ce soit au niveau de :

- L'indice d'amélioration de l'efficacité énergétique : + 11,3 % en 2016, objectif de + 11,4 % pour 2020)
- L'indice d'amélioration de la réduction des émissions de CO2 : + 15,8 % en 2016, objectif de + 16,1 % pour 2020)

Les conclusions sont en revanche plus contrastées au sein de chaque fédération.

Tableau 12 - Suivi des résultats en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de CO₂ au niveau des fédérations et entreprises signataires des AdB

FÉDÉRATION/ ENTREPRISE	SECTEUR	NOMBRE D'ENTITÉS PARTICIPANTES	INDICE ÉNERGIE (AEE)*		INDICE CO ₂ (ACO ₂)*	
			Objectif 2020	Situation 2016	Objectif 2020	Situation 2016
GSV	Sidérurgie	7	13,5 %	10,6 %	15,8 %	12,2 %
ESSENCIA WALLONIE	Chimie	46	14,0 %	10,3 %	16,0 %	13,0 %
FEBELCEM	Cimenteries	3	2,9 %	3,5 %	11,9 %	15,3 %
FIV	Verre	9	13,1 %	16,7 %	23,3 %	24,4 %
FEVIA	Alimentaire	64	18,0 %	16,7 %	22,8 %	20,8 %
LHOIST	Chaux	2	8,6 %	11,3 %	9,4 %	7,0 %
COBELPA	Production de pâtes, papiers et cartons	4	10,0 %	11,2 %	28,5 %	30,6 %
CARMEUSE	Chaux	1	2,2 %	1,3 %	3,6 %	7,4 %
FBB - FEDICER	Briques et céramiques	5	9,5 %	15,7 %	9,7 %	15,8 %
FEDIEX	Carrières	13	10,9 %	13,0 %	10,7 %	12,9 %
FEDUSTRIA	Textile, bois et ameublement	15	6,4 %	11,1 %	9,1 %	13,5 %
FETRA - FEBELGRA	Imprimeries et industries graphiques	9	19,9 %	25,2 %	20,4 %	25,8 %
AGORIA	Industries technologiques	29	18,3 %	25,7 %	20,0 %	26,3 %
CRYSTAL COMPUTING	Centre de traitement de données	1	0,2 %	1,5 %	0,2 %	1,5 %
Total		208	11,4 %	11,3 %	16,1 %	15,8 %

Note méthodologique :

*Les indices d'amélioration de l'efficacité énergétique (AEE) et d'amélioration de la réduction des émissions de CO₂ (ACO₂) comparent la situation réelle à une situation théorique qui serait atteinte si les performances des équipements étaient restées identiques à celles d'une année prise comme référence (2005). Un indice positif signifie une amélioration.

Les efforts déployés jusqu'à présent, combinés à un cadre réglementaire à la fois contraignant et incitatif, ont contribué à des gains d'efficacité énergétique significatifs mais encore insuffisants. Les entreprises doivent maintenant continuer leurs efforts et mettre en place des mesures d'efficacité énergétique via la révision profonde des procédés industriels.

2.4. Potentiel

2.4.1. Aperçu des technologies associées à l'efficacité énergétique

Les solutions d'efficacité énergétique offrent les possibilités de décarbonation à court terme les plus pertinentes et ne nécessitent généralement pas de changements majeurs de processus industriels ou d'infrastructure.



Les **utilisations finales** de l'énergie mettent en évidence les **domaines prioritaires** de la décarbonation par le biais de l'efficacité énergétique. Les **systèmes de chauffage** constituent l'utilisation finale d'énergie la plus importante dans le secteur industriel, suivie par les **moteurs**.

Les possibilités en matière d'efficacité énergétique comprennent l'amélioration de l'**efficacité des systèmes** et des **rendements des procédés**, le développement des **systèmes de gestion et de récupération de l'énergie** et le déploiement de stratégies de **smart manufacturing**⁴¹.

Défi #EE1 : Le manque de connaissance techniques et de familiarité avec les nouvelles technologies du côté de l'utilisateur freine la mise en place de mesures d'efficacité.

- › Une évaluation des pratiques opérationnelles existantes pour identifier les aspects les plus pertinents à optimiser est nécessaire avant d'entreprendre des investissements coûteux dans des technologies visant à améliorer l'efficacité énergétique.

Tableau 13 - Systèmes d'efficacité énergétique hors procédés

Systèmes	Amélioration de l'efficacité des usages
Systèmes de chauffage	Vérifier le rapport air/combustible du brûleur
	Utiliser de l'air enrichi en oxygène pour la combustion
	Vérifier les surfaces de transfert de chaleur
	Réduire l'infiltration d'air dans les fours
	Régulateurs de pression du four
	Réduire les pertes par rayonnement de l'équipement de chauffage
	Installer des systèmes de récupération de la chaleur résiduelle pour les fours à combustible
	Préchauffer l'air de combustion
	Préchauffer les charges en utilisant les gaz de combustion d'un système de chauffage à combustible
	Utilisation de la chaleur résiduelle pour des processus externes
Moteurs	Évaluer les conditions de fonctionnement du moteur et du système d'entraînement
	Établir un programme de gestion des moteurs (réparation/remplacement, achat, inventaire et suivi de la durée de vie des moteurs)
	Assurer une maintenance appropriée, conformément aux spécifications du fabricant
	Sélectionner le bon moteur pour les différentes applications
	Utiliser une commande de vitesse variable pour les moteurs dont la demande est variable
Systèmes de refroidissement	Concevoir les boucles hydroniques de manière à ce que les refroidisseurs fonctionnent à une température différentielle proche de la température de conception.
	Utiliser une commande à vitesse variable sur les compresseurs avec une remise à zéro appropriée de l'eau du condenseur.
	Conception et contrôle du système de tour de refroidissement pour les basses températures du condenseur
	Réinitialiser les points de consigne de la température d'alimentation en eau glacée en fonction de la charge du processus.
	Réinitialiser les points de consigne de la température d'entrée de l'eau de condensation en fonction de la température ambiante du bulbe humide.

⁴¹ Le *smart manufacturing* désigne une nouvelle méthode industrielle qui s'appuie sur les technologies les plus récentes en matière de moyens de production.



- › **L'amélioration de l'efficacité des systèmes et le rendement des procédés représentent le principal et le plus étendu ensemble de solutions pouvant être déployées pour accroître l'efficacité énergétique de l'industrie.**

Dans le **secteur des minéraux non métalliques**, certaines technologies avancées sont déjà disponibles. Les **fours à préchauffage/précalcination à plusieurs étages**, les **refroidisseurs de clinker à haut rendement**, **l'amélioration du système de combustion**, et certains **procédés de broyage plus efficaces** en sont des exemples. D'autres technologies d'efficacité énergétique telles que les **systèmes de broyage avancés** (broyage sans contact, broyage par ultrasons ou à basse température, fragmentation par impulsion électrique à haute tension) en sont encore à la phase de recherche.

Défi #EE2 : Certains aménagements nécessitent l'obtention de permis dont l'acceptation peut être incertaine et supplémentaires à des projets présentant parfois une faible rentabilité.

Défi #EE3 : Certaines technologies prometteuses nécessitent de la recherche supplémentaire.

Dans le **secteur des fabrications métalliques** ou des **minéraux non métalliques**, des **projets** explorent l'utilisation de technologies comme **l'oxyfuel** pour les fours de préchauffage, impliquant l'injection d'oxygène pour réduire les émissions d'azote, tout en générant des gains au niveau des combustibles. Le processus entraîne toutefois une grande production d'eau et donc une plus grande exposition aux risques de corrosion.

Dans le **secteur de la métallurgie**, les technologies d'efficacité énergétique déjà disponibles, ou qui le seront dans les prochaines années, comprennent **l'optimisation des hauts-fourneaux**, par exemple avec **des haut-fourneau à recyclage de gaz de tête** pour améliorer l'efficacité énergétique du processus de production de fonte brute.

Dans le **secteur de l'alimentation**, les technologies émergentes comprennent des **brûleurs de fours plus efficaces** et des **améliorations dans le chauffage de l'eau** pour accroître l'efficacité énergétique des procédés de fabrication. Les brûleurs de fours peuvent être optimisés en minimisant plusieurs composants des gaz de combustion. L'efficacité de la combustion peut être améliorée par des pratiques telles que le réglage de l'oxygène et le fonctionnement des brûleurs. La détermination du **rapport idéal entre l'air de combustion et le combustible** offre également un potentiel important de réduction de la consommation d'énergie.

Le tableau ci-dessous fournit un aperçu de différentes technologies d'amélioration de **l'efficacité des systèmes et de rendement des procédés** associées à un niveau de maturité et délai de rentabilité.



Tableau 14 - Exemples de technologies d'amélioration de l'efficacité des systèmes et de rendement des procédés

Technologies	Description	Industries	TRL	Période de retour sur investissement
Améliorations du système de combustion	Modifications ou ajustements apportés à un système de combustion dans le but d'optimiser son fonctionnement	Minéraux non-métalliques	Haut	Moyen-terme
Refroidisseurs à grilles à haute efficacité	Équipements utilisés dans les installations de production de clinker pour refroidir rapidement le matériau cuit	Minéraux non-métalliques (ciment)	Haut	Moyen-terme
Préchauffage/précuisson amélioré	Améliorations apportées au processus de préchauffage et de pré calcination dans la fabrication du clinker	Minéraux non-métalliques (ciment)	Haut	Long-terme
Oxyfuel	Consiste à remplacer l'air de combustion par de l'oxygène dans certains fours	Fabrications métalliques, Minéraux non-métalliques (Verre)	Haut	Court-terme
Rouleaux de broyage à haute pression	Utilisés dans l'industrie minière et métallurgique pour le broyage fin et l'effritement de matériaux, ces équipements offrent des avantages en termes d'efficacité de broyage et de réduction de la consommation d'énergie.	Mines, Minéraux non-métalliques	Haut	Moyen-terme
Systèmes de broyage avancés	Broyage sans contact, broyage par ultrasons ou à basse température, fragmentation par impulsion électrique à haute tension.	Mines, Minéraux non-métalliques	Haut	Moyen-terme
Production en "voie sèche" plutôt qu'humide (grâce à l'utilisation de calcaire)	Ce processus est moins énergivore et quand on le couple à un four ultra-moderne, le gain d'efficacité énergétique atteint les 30 %.	Minéraux non-métalliques	Moyen	Moyen-terme



Technologies	Description	Industries	TRL	Période de retour sur investissement
Système de four à ciment avancé à lit fluidisé	Utilisé un lit fluidisé, une technique de traitement des particules, pour la production de clinker, qui est un composant essentiel du ciment	Minéraux non-métalliques (ciment)	Bas	Long-terme
Chauffe-eau à contact direct	Type spécifique de chauffe-eau où l'eau est directement en contact avec la source de chaleur, plutôt que d'être séparée par une paroi ou un échangeur de chaleur	Alimentation	Haut	Long-terme
Brûleurs de fours optimisés	Type de brûleurs de fours optimisés en minimisant plusieurs composants des gaz de combustion. L'efficacité de la combustion est améliorée par des pratiques telles que le réglage de l'oxygène et le fonctionnement des brûleurs.	Alimentation	Haut	Moyen-terme
Refroidissement à sec du coke	Cette méthode diffère du refroidissement par voie humide conventionnel en utilisant un gaz inerte plutôt que de l'eau, ce qui présente certains avantages environnementaux et opérationnels	Métallurgie	Haut	Moyen-terme
Haut-fourneau à recyclage de gaz de tête	Type de haut-fourneau qui met en œuvre une technologie de recyclage des gaz pour améliorer l'efficacité énergétique du processus de production de fonte brute	Métallurgie	Moyen	Moyen-terme
Fournaise à cyclone-convertisseur	Type de four utilisé dans l'industrie sidérurgique qui combine un cyclone pour le préchauffage de l'air avec un convertisseur pour la conversion de la fonte brute en acier, visant à améliorer l'efficacité énergétique du processus global	Métallurgie	Bas	Long-terme
Pulpage thermomécanique avancé	Processus qui utilise une combinaison de chaleur, de mécanique et de produits chimiques pour séparer les fibres de bois et afin de maximiser la récupération de l'énergie utilisée dans le processus, contribuant ainsi à améliorer l'efficacité énergétique globale	Papier	Haut	Moyen-terme



Technologies	Description	Industries	TRL	Période de retour sur investissement
Récupération de chaleur dans le pulpage thermomécanique	Consiste à récupérer la chaleur générée lors du processus de pulpage thermomécanique dans l'industrie de la pâte et du papier, afin d'améliorer l'efficacité énergétique globale de l'opération	Papier	Haut	Court-terme
Fabrication de papier à haute consistance	Utilise une concentration élevée de fibres dans la suspension de pâte pour produire directement des feuilles de papier, offrant des avantages en termes d'efficacité énergétique	Papier	Haut	Court-terme
Impulsion de séchage dans le processus de pressage humide	Accélère le processus de séchage du papier après la phase de pressage humide et contribue à réduire la consommation d'énergie globale nécessaire pour le séchage du papier	Papier	Bas	Moyen-terme
Systèmes de concassage-transport en fosse et de transport à angle élevé	Systèmes utilisés dans l'industrie minière, en particulier dans les mines à ciel ouvert, pour le déplacement et le traitement des matériaux extraits, transportés de manière efficace à l'aide de convoyeurs, même sur des terrains inclinés	Mine	Haut	Moyen-terme
Convoyeur à faible perte	Utilisées dans les systèmes de convoyage pour le déplacement de matériaux, mais avec un accent particulier sur la minimisation des pertes d'énergie tout au long du processus	Mine	Haut	Court-terme
Broyeurs à médias agités	Utilisés dans le domaine du broyage et de la pulvérisation de matériaux grâce à des médias agités dans une chambre, afin de réduire la taille des particules de divers matériaux de façon efficace et précise	Mine	Haut	Long-terme



› **Le *smart manufacturing* constitue un deuxième ensemble de solutions pouvant être déployées pour accroître l'efficacité énergétique de l'industrie.**

De nombreux secteurs peuvent bénéficier de technologies de pointe comme la **maintenance prédictive**, **l'internet des objets**, le ***machine learning*** ou le développement de **jumeaux numériques** pour améliorer le **contrôle des processus de production**, **optimiser les performances des équipements**, **gérer les stocks** ou **planifier la production**.

Dans le secteur de **l'alimentation**, les technologies de *smart manufacturing* incluent **les optimisations de la réfrigération, des systèmes thermiques et de la chaîne d'approvisionnement**. La chaîne d'approvisionnement peut notamment être optimisée pour minimiser les pertes et les déchets, et assurer la continuité de la sécurité des produits.

D'autres technologies présentent un potentiel pour une approche systémique mais nécessitent encore des travaux de recherche. Dans **le secteur de la chimie**, une telle approche peut être développée pour **améliorer l'efficacité, le coût et la durabilité des méthodes de séparation alternatives** (technologies acoustiques, cryogénie à champ électrique, procédés non thermiques ou hybrides), pour **utiliser des technologies sans équilibre pour conduire les réactions**, pour **réduire la nécessité des séparations** (synthèse directe des polymères, technologies à haute conversion avec une sélectivité élevée), ou pour l'amélioration des catalyseurs.

Le tableau ci-dessous fournit un aperçu de différentes technologies de *smart manufacturing* associées à un niveau de maturité et délai de rentabilité :



Tableau 15 - Exemples de technologies de smart manufacturing

Technologies	Description	Industries	TRL	Période de retour sur investissement
Smart grids	Systèmes électriques modernisés et informatisés qui intègrent des technologies de communication avancées, des dispositifs de mesure électroniques et des stratégies de contrôle intelligentes, visant à améliorer l'efficacité, la fiabilité, la durabilité et la flexibilité des réseaux électriques traditionnels	Toutes industries	Haut	Moyen-terme
Systèmes automatisés de gradation des compresseurs et de contrôle de la capacité	Utilisation de technologies automatisées pour ajuster la capacité de compression des compresseurs en fonction des besoins, dans le contexte des systèmes de climatisation, de réfrigération ou d'autres applications où des compresseurs sont utilisés	Alimentation	Haut	Court-terme
Contrôle avancé des processus	Utilisation de technologies et de stratégies avancées pour optimiser et réguler les opérations des processus industriels : Optimisation des procédés, Utilisation de modèles avancés, Contrôle multivariable, Adaptabilité, Réduction des écarts de processus, Surveillance en temps réel...	Toutes industries	Haut	Court-terme
Commandes de pression de tête variable	Systèmes de régulation utilisés dans le domaine du chauffage, de la ventilation, de la climatisation (CVC) et d'autres applications où la pression du fluide, comme un réfrigérant, doit être contrôlée	Alimentation	Haut	Court-terme



› **Le développement des systèmes de gestion de l'énergie constitue le troisième et dernier ensemble de solutions d'amélioration de l'efficacité énergétique.**

Le développement d'un système de gestion de l'énergie (ou *Energy Management System* - EMS) est l'un des moyens les plus efficaces et les plus rentables pour améliorer l'efficacité énergétique. Un système de gestion de l'énergie est constitué d'un **ensemble de procédures et de technologies** mises en place pour **superviser et optimiser l'utilisation de l'énergie** au sein d'une installation pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire la consommation d'énergie. De tels systèmes **nécessitent d'extraire des informations significatives** à partir de grandes quantités de données pour faciliter la prise de décisions éclairées, l'optimisation des processus et la résolution de problèmes.

Le déploiement de systèmes de gestion de l'énergie nécessite également de **changer la façon dont l'énergie est gérée** en mettant en œuvre des **programmes de gestion de l'énergie à l'échelle de l'organisation**. Les **changements de comportements** peuvent avoir un impact important. Les programmes de formation à l'efficacité énergétique peuvent aider le personnel d'une entreprise à intégrer des pratiques d'efficacité énergétique dans leurs activités quotidiennes.

L'utilisation de systèmes de **surveillance de l'énergie** et de **contrôle des processus** peut jouer un rôle important dans la gestion de l'énergie et la réduction de la consommation d'énergie. Il peut s'agir de systèmes **de sous-comptage**, de **surveillance** et de **contrôle**. De nombreuses usines peuvent déjà avoir mis en place des systèmes modernes de contrôle des processus afin d'améliorer leur efficacité énergétique.

A titre d'exemple, John Cockerill équipera en 2024 les bâtiments des Établissements Joskin (Soumagne) avec un système énergétique intégré comprenant des panneaux photovoltaïques, des batteries de stockage, des bornes de recharge pour véhicules électriques et un système de gestion de l'énergie. Cette solution permettra à Joskin d'augmenter son auto-consommation, de contribuer à stabiliser le réseau électrique et de réduire sa facture énergétique tout en contribuant à la décarbonation des activités (John Cockerill, 2024).

Tableau 16 - Systèmes de gestion de l'énergie (ENERGY STAR, 2013)

Systèmes	Caractéristiques	Économies d'énergie
Surveillance et ciblage	Systèmes dédiés pour diverses industries, bien établis dans de nombreux pays et secteurs	Économies typiques de 4 à 17 %, moyenne de 8 %
Fabrication Intégrée par ordinateur	Amélioration de l'économie globale du processus, par exemple stocks, productivité et énergie	Plus de 2 %
Contrôle de processus	Contrôle de l'humidité, de l'oxygène et de la température, contrôle du débit d'air "Basé sur les connaissances, logique floue"	Économies typiques de 2 à 18 %



2.4.2. Potentiel de l'efficacité énergétique de réduction des émissions de CO2

- › Des efforts d'efficacité énergétique pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre reste pour atteindre les objectifs nationaux et régionaux à faire en Wallonie malgré les progrès déjà réalisés.

L'objectif d'efficacité énergétique des Accords de Branche, fixé à 11,4 % sur la période 2005 – 2020, a été atteint. Des efforts supplémentaires seront nécessaires pour atteindre les **objectifs belges et wallons et matière d'efficacité énergétique comme décrits en 2.2 Cadre réglementaire.**

2.4.3. Coût de l'efficacité énergétique

- › Les gains d'efficacité énergétique ont jusqu'à présent été principalement obtenus à partir de "quick wins" peu coûteux. Les solutions à déployer à l'avenir nécessitent des CAPEX conséquents et des investigations approfondies quant aux retours sur investissement seront nécessaires pour permettre aux entreprises de prendre des décisions éclairées.

L'efficacité énergétique reste le moyen le plus rapide de réduire les émissions de carbone. Contrairement à d'autres initiatives nécessitant des modifications importantes du marché ou des infrastructures, les initiatives d'efficacité énergétique peuvent être mises en œuvre sans nécessiter de changements significatifs. Bien que de nombreuses actions d'efficacité énergétique aient déjà été entamées, les dernières mesures nécessitent des changements d'équipements coûteux et longs à amortir.

Défi #EE4 : Les dernières mesures d'efficacité énergétique possibles dans l'industrie wallonne amènent à des changements d'équipements. Ces mesures sont donc entravées par des CAPEX élevés.

Il est pertinent d'explorer des alternatives plus économes en énergie lors du renouvellement du matériel. Bien que ces technologies impliquent des CAPEX, elles offrent des économies significatives en termes de coûts opérationnels (OPEX).

Certains secteurs, tels que l'alimentation, sont soumis à un niveau de qualité et de sécurité plus élevé que les produits de nombreux autres (sous-)secteurs industriels. Ces exigences réglementaires entraînent généralement des coûts supplémentaires pour répondre aux normes et une formation supplémentaire de la main-d'œuvre, ce qui peut entraver la mise en œuvre rapide de mesures d'efficacité énergétique.

Défi #EE5 : Il peut être difficile pour une entreprise d'estimer la rentabilité et temps de retour sur investissement des technologies d'efficacité énergétique.

- › Un juste équilibre entre investissement en CAPEX et gains en OPEX est nécessaire pour permettre l'adoption de technologies efficaces.

Certaines technologies bénéficient de subventions pour améliorer le business case de technologies prometteuses pour les entreprises. Les technologies d'efficacité énergétique reposant sur des énergies fossiles ne bénéficient pas de subvention de l'UE.



2.5. Défis

Plusieurs freins à la diffusion d'une offre d'efficacité énergétique dans l'industrie ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature et aux entretiens avec les entreprises.

> Défis techniques

- **Faible maturité de certains systèmes** : Bien qu'un certain nombre de systèmes soient matures, certaines technologies prometteuses nécessitent de la recherche supplémentaire.

> Défis économiques

- **Capex élevés** : Les dernières mesures d'efficacité énergétique possibles dans l'industrie wallonne amènent à des changements d'équipements. Ces mesures sont donc entravées par des CAPEX élevés.
- **ROI difficile à calculer** : Il peut être difficile pour une entreprise d'estimer la rentabilité / le retour sur investissement des mesures d'efficacité énergétique.

> Défis réglementaires

- **Permis parfois nécessaires** : Certains aménagements nécessitent l'obtention de permis dont l'acceptation peut être incertaine et peut ajouter des coûts et des délais supplémentaires à des projets présentant parfois une faible rentabilité.
- **Exigences dans certains secteurs** : Certains secteurs, tels que l'alimentation sont soumis à des niveaux de qualité et de sécurité plus élevés que les produits de nombreux autres (sous-)secteurs industriels. Ces exigences réglementaires entraînent généralement des coûts supplémentaires pour répondre aux normes et une formation supplémentaire de la main-d'œuvre, ce qui peut entraver la mise en œuvre rapide de mesures d'efficacité énergétique.

> Défis organisationnels

- **Difficulté d'identification** : Le manque de connaissance technique et de familiarité avec les nouvelles technologies du côté de l'utilisateur freine la mise en place de système d'efficacité.

2.6. Analyse SWOT

L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associés à l'efficacité énergétique dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.



Tableau 17 - SWOT efficacité énergétique

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• Le retour sur investissement peut être rapide pour certaines stratégies ou technologies• Technologies souvent matures	<ul style="list-style-type: none">• CAPEX élevés pour l'installation et la mise en œuvre de certaines technologies• Besoin de R&D supplémentaire sur les technologies de pointe• Besoin d'expertise et de compétences spécialisées (identifier la bonne solution, calculer le ROI)• Exclusion des aides les systèmes reposant sur l'énergie fossile
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Coûts élevés de l'énergie rendant plus rentables les technologies	<ul style="list-style-type: none">• Obstacles liés aux procédures de permis pour les transformations d'installations



3. L'électrification

3.1. Description

- › **L'électricité peut être utilisée pour la production de force motrice, de chaleur et dans certains procédés chimiques.**

La polyvalence de l'électricité rend son utilisation particulièrement intéressante pour remplacer les combustibles fossiles dans diverses applications industrielles. L'électricité est utilisée :

- pour la **production de force motrice**, c'est-à-dire pour alimenter des machines qui déplacent des objets, telles que des pompes, des bras robotiques et des convoyeurs
- pour la **production de chaleur** (pompes à chaleur, chauffage électrique direct, four à arc, etc.)
- dans **certains procédés chimiques** (électrolyse, ...).

3.2. Cadre réglementaire et ambitions

- › **L'Union européenne encourage les Etats Membres à mettre en place des mesures pour promouvoir l'électrification des procédés utilisant de la chaleur inférieure à 200°C.**

La **directive européenne RED III** invite les Etats européens à mettre en place des politiques et mesures qui promeuvent l'électrification à partir de sources renouvelables des processus industriels nécessitant un **chauffage d'une température inférieure à 200°C**.

- › **Des objectifs européens, belges et wallons existent en termes de production et de consommation d'énergie renouvelable, permettant de faciliter l'électrification des usages.**

Selon la directive **RED III**, les mesures mises en place par les États membres de l'UE pour **encourager l'électrification** doivent créer des conditions favorables au développement des énergies renouvelables, afin de permettre une décarbonation efficace des procédés, principalement, de basse température⁴².

L'Europe s'est ainsi fixée un objectif intermédiaire de **42,5 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie d'ici 2030** (RED III) (Conseil de l'Union européenne, 2023). Annuellement, l'**augmentation de la consommation d'énergie renouvelable dans l'industrie visée est de 1,6 %**.

La Commission européenne a publié un règlement en juin 2024 appelé "**Net-Zero Industry Act**" (NZIA), visant à renforcer l'écosystème européen de **fabrication de produits technologiques à faibles émissions de carbone** (Commission européenne, 2024). La proposition de règlement couvre notamment l'éolien *offshore* et onshore, les batteries et stockage, la capture et stockage du carbone, les pompes à chaleur ainsi que les technologies de réseau.

⁴² D'après la littérature, la classification de la plupart des procédés industriels peut s'effectuer en fonction de plages de températures, pouvant être regroupées en cinq catégories principales : Froid à très basse température (< 0°C) ; Chaleur à basse température (0°C à 120°C) ; Chaleur à moyenne température (120°C à 400°C) ; Chaleur à haute température (400°C à 1000 °C) ; Chaleur à très haute température (> 1000°C).



L'objectif belge est d'atteindre **48,5 % d'énergie renouvelable** dans la **consommation électrique finale (RES-E)**.

En Wallonie, le **PACE fixe un objectif de 28 à 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale (RES) en 2030 (31 TWh) et de 52 % d'électricité renouvelable dans la consommation finale d'électricité (RES-E) en 2030 (Gouvernement wallon, 2023)**.

3.3. Etat des lieux

- › **Les combustibles fossiles dominent toujours la consommation énergétique industrielle en Wallonie malgré une électrification croissante.**

La **part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie industrielle** en Wallonie a augmenté ces dernières années, **passant de 12 % en 1990 à 23 % en 2020 (ICEDD, 2020)**. Cependant, **les combustibles fossiles demeurent la principale source d'énergie pour l'industrie wallonne**.

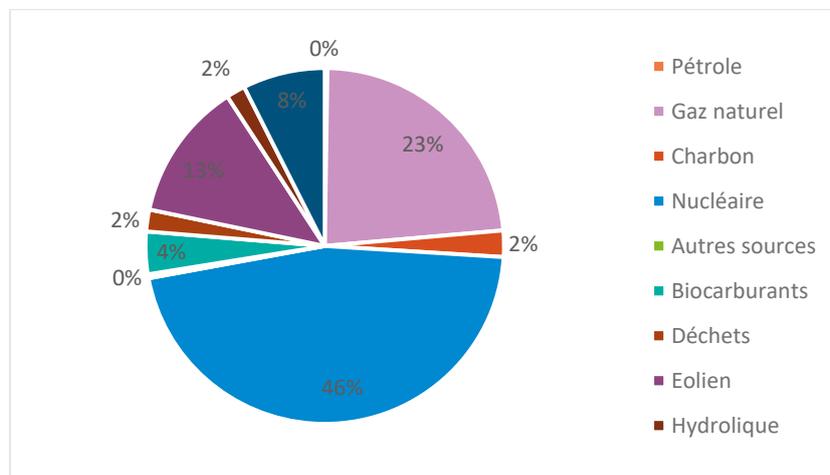
Actuellement, l'électricité est principalement utilisée pour **la production de force motrice** qui est depuis longtemps largement électrifiée. Même s'il reste encore quelques pompes et compresseurs de forte puissance directement actionnés par des turbines à vapeur, la majorité de la force motrice est assurée, dans l'industrie, par des moteurs électriques. Ainsi, ce n'est pas sur ces postes que repose la décarbonation.

- › **Le mix électrique belge repose encore largement sur le nucléaire et le gaz naturel, et a une empreinte carbone inférieure à la combustion du gaz naturel.**

L'empreinte carbone de l'électricité dépend du mix énergétique utilisé pour produire l'électricité. Par exemple, en Allemagne où 32,8 % de l'électricité est produite à partir de charbon, l'empreinte carbone du mix électrique est de 366 gCO₂e/kWh, tandis qu'en France où 62 % de l'électricité est produite à partir de nucléaire, l'empreinte carbone est de 68 gCO₂e/kWh (European Environment Agency, 2023) (AIE, 2022).

En Belgique, le mix électrique est **dominé par le nucléaire et le gaz naturel** qui représentent respectivement 46,1 % 23,4 % des sources de production d'électricité en 2022. Le mix électrique actuel de la Belgique implique une émission de **0,167 kgCO₂eq par kWh d'électricité consommé** (European Environment Agency, 2023). La combustion de gaz naturel émet environ **0,244 kgCO₂eq par kWh de gaz naturel consommé** (ADEME, 2022). Ainsi en Belgique avec le mix électrique actuel, l'utilisation de l'électricité permet bien de réduire les émissions de CO₂.

Figure 35 - Répartition des sources de production d'électricité en Belgique en 2022 (AIE, 2022)





La Belgique a importé, en 2022, 16 TWh d'électricité et exporté 24 TWh. Ainsi, la Belgique est une **exportatrice nette d'électricité**. Néanmoins, l'électricité est produite à plus de 70 % à partir de sources qui sont importés (charbon, gaz naturel et uranium pour le nucléaire). Ainsi, la Belgique est dépendante de ces sources pour sa production d'électricité.

- › **L'augmentation de la production décentralisée d'électricité via les panneaux photovoltaïques pose des problèmes de surtension sur le réseau électrique de distribution wallon.**

Une **trop grande quantité d'énergie produite ou consommée** en même temps **provoque une saturation des réseaux** et augmente le **risque de coupures de courant**. Les réseaux de distribution ont été à l'origine conçus et dimensionnés pour alimenter les consommateurs depuis les unités de production d'électricité centralisés. Ainsi, **l'injection massive d'électricité** produite par les particuliers grâce aux panneaux photovoltaïques **cause des perturbations sur le réseau**. En période de fortes productions, l'injection du surplus d'électricité dans le réseau est **bloquée par l'onduleur qui se met en sécurité**. Les gestionnaires de réseaux wallons investissent dans **des renforcements du réseau** pour éviter ces incidents tout en **maintenant un coût de gestion du réseau soutenable**.

En Wallonie, le problème est également rencontré. En 2019, ORES a reçu 569 plaintes pour décrochage d'onduleurs dont 257 étaient fondées sur les 125 000 particuliers disposant de panneaux photovoltaïques. Au total, 229 plaintes ont nécessité une adaptation du réseau (Parlement de Wallonie, 2021).

Aux Pays-Bas où l'électrification de la mobilité est plus avancée qu'en Belgique, la capacité de transmission maximale a été atteinte dans plusieurs régions. Les délais d'attente de nouveaux raccordements s'allongent alors en raison du besoin de renforcements importants.

Défi #E1 : L'électrification de l'industrie, engendrant une hausse de la demande d'électricité, exercera une pression considérable sur le réseau électrique. Le secteur résidentiel via l'électrification du chauffage, ainsi que le secteur des transports contribueront aussi largement à l'augmentation de la demande en électricité et renforceront les besoins de capacité de transport et de distribution. Des **investissements dans le développement et le renforcement du réseau**, ainsi que dans les **technologies de stockage**, seront indispensables pour répondre à cette évolution.

Défi #E2 : La concrétisation des projets d'infrastructures énergétiques nécessaires à la transition, notamment les lignes à haute tension, les centrales électriques, les éoliennes ou les champs de panneaux photovoltaïques, se heurtent souvent à des oppositions. Le **phénomène NIMBY** de la part des riverains ou des autorités locales constitue un obstacle majeur à la transition énergétique et au redéploiement industriel de la Wallonie. La multiplication des recours à cet égard est un frein à la mise en place des infrastructures nécessaires à la transition.

3.4. Potentiel

3.4.1. Aperçu des technologies associées à l'électrification

- › **L'électrification permet de réduire la dépendance aux combustibles fossiles et d'améliorer l'efficacité énergétique.**

L'utilisation de l'électricité comme source principale d'énergie dans les procédés industriels permet de réduire significativement les émissions de CO₂. D'une part, l'utilisation de l'électricité **améliore l'efficacité énergétique** des équipements et des processus dans la mesure où les équipements électriques (**moteurs, pompes à chaleur,...**) sont souvent plus efficaces que leurs homologues



fonctionnant aux combustibles fossiles. Par ailleurs, comme l'électricité peut être produite par des sources d'énergie renouvelables ou du nucléaire, l'électrification des procédés industriels **diminue la dépendance aux combustibles fossiles**.

› **L'électrification répond à un grand nombre de besoins en production de chaleur jusqu'à 400°C (Power to Heat).**

Le niveau d'électrification et sa simplicité de mise en place dépend fortement des températures des processus industriels et des technologies :

- Les procédés à **basse température (<120°C)**, tels que le trempage, le chauffage d'eau d'appoint, l'épuration, sont facilement électrifiables via des pompes à chaleur. De telles technologies sont déjà déployées dans l'industrie.
- Les procédés industriels fonctionnant à **moyennes températures (entre 120°C et 400°C)**, tels que l'évaporation, la cuisson ou encore le séchage, peuvent être électrifiés grâce à différents types d'équipements : chauffage électrique direct par résistance, pompes à chaleur à compression, systèmes de récupération de vapeur mécanique (MVR), chaudières électriques, radiateurs infrarouges, systèmes à micro-ondes et à radiofréquences. De telles technologies sont entièrement matures mais restent faiblement répandues pour plusieurs raisons. Il y peut avoir un manque de connaissance et d'expertises sur ces technologies dans certains secteurs industriels. De plus, le coût initial d'investissement est élevé et le prix de l'électricité est supérieure au prix du gaz naturel.

Jusqu'à une demande de chaleur d'environ **400°C**, **des alternatives électriques aux équipements conventionnels sont disponibles commercialement**. Ces technologies permettent d'atteindre de tels niveaux de température de chaleur grâce au remplacement d'équipements conventionnels par des équipements électriques sans nécessiter de changement fondamental dans la configuration du procédé.

Les procédés en-dessous de 200°C reposent principalement sur les **pompes à chaleur qui s'affichent comme la technologie la plus appropriée**. Les pompes à chaleur industrielles peuvent également contribuer à décarboner l'approvisionnement en chaleur à basse température dans les industries en étant couplées à la **récupération de la chaleur fatale**.

L'électrification peut également être partielle, comme dans le cas des fours hybrides où l'ajout d'une série de résistances permet de combiner efficacement les avantages des systèmes électriques avec d'autres sources d'énergie. Ceci permet de réaliser de la mise à niveau des équipements sans obligation d'investir dans de nouveaux équipements, et permet d'amorcer la transition.

Pour plus d'informations, se référer à la section 2. Les procédés nécessitant de la chaleur à basse et moyenne température.

› **L'électrification requiert une approche individualisée en termes de chauffage des procédés et de caractéristiques des produits propres à chaque procédé et chaque secteur.**

Ces exigences impliquent une évaluation minutieuse de la pertinence des technologies électriques, chacune ayant ses propres particularités. Par exemple, lors de l'installation d'une pompe à chaleur, un dimensionnement minutieux de la puissance est nécessaire pour garantir la production de chaleur à la température requise pour le procédé en question.

Le retour sur investissement des pompes à chaleur dépendra des spécificités de l'installation. Le retour sur investissement des pompes à chaleur peut aller **jusqu'à 15 ans** notamment du fait des prix élevés de l'électricité par rapport au gaz.



Défi #E3 : L'électrification implique des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) pour les entreprises, avec un retour sur investissement pouvant s'étaler sur une longue période, notamment du fait des prix élevés de l'électricité par rapport au gaz. Cette contrainte est particulièrement prégnante pour les PME. De manière générale, afin de réaliser le potentiel technique et commercial du *Power to Heat*, il est nécessaire d'atteindre des niveaux de température plus élevés à un niveau de dépenses en capital (CAPEX) économiquement abordable.

Défi #E4 : Les technologies les plus prometteuses pour l'électrification ne sont pas nécessairement nouvelles, mais ne sont pas non plus couramment utilisées dans le processus du fait d'un **manque de connaissance général des différents équipements existants**, particulièrement chez les PME.

- › **L'électrification ne permet pas d'aller au-delà de certains niveaux de températures pour certains procédés.**

Toutes les **technologies de chauffage électriques à haute température ne sont pas éprouvées** pour tous les procédés industriels et ne seront pas toutes qualifiées pour remplacer les combustibles fossiles. Actuellement, l'électrification des procédés à **haute température** (entre 400°C et 1000°C) repose principalement sur des **fours et fourneaux électriques** équipés de divers systèmes de chauffage et de conceptions. Pour plusieurs procédés, ces technologies de chauffage électrique nécessitent encore beaucoup de recherche et de développement.

Si l'électrification de ces processus à haute (entre 400°C et 1000°C) et très haute température (>1000°C) n'est pas possible, il est envisageable de recourir à la combustion d'autres vecteurs énergétiques comme l'hydrogène (Partie E 4 - L'hydrogène renouvelable et bas carbone), les carburants synthétiques (Partie E 5 - Les e-carburants) et la biomasse (Partie E 6 - La biomasse).

Pour plus d'informations, se référer à la section 3. Les procédés nécessitant de la chaleur à (très) haute température.

Défi #E5 : Les technologies d'électrification sont encore peu matures pour tous les processus nécessitant de la haute (entre 400°C et 1000°C) et très haute température (> 1000°C). Les entreprises qui développent ces solutions innovantes et les entreprises qui s'engagent dans l'adaptation de leurs processus doivent être **soutenues en matière d'innovation** jusqu'à ce qu'un modèle économique viable soit établi. Par ailleurs, la R&D doit être soutenue dans cette direction.

3.4.2. Perspectives de la demande en électricité

- › **Le développement de l'électrification s'accompagne nécessairement d'une forte croissance de la demande en électricité dans le secteur industriel pouvant aller jusqu'à 50 % en 2030 et 150 % en 2050 par rapport à 2019 selon les modèles.**

Dans la grande majorité des scénarios, la demande en électricité est appelée à augmenter dans l'industrie, non seulement par **l'électrification croissante des procédés industriels**, mais aussi par les **besoins en électricité des technologies de capture du carbone**.

Dans son rapport « *Powering Industry Towards Net Zero* », Elia prévoit que la consommation électrique industrielle en Belgique passera de presque 40 TWh à 60 TWh d'ici à 2030, soit **une augmentation de**



50 % (Figure 36). D'après les perspectives d'Elia, les secteurs qui connaîtront la plus grande augmentation de consommation d'électricité sont les secteurs de la **métallurgie** et des **minéraux non-métalliques**. En appliquant les mêmes taux d'évolution calculés par Elia à la consommation électrique industrielle en Wallonie, celle-ci pourrait atteindre **14,8 TWh en 2030**.

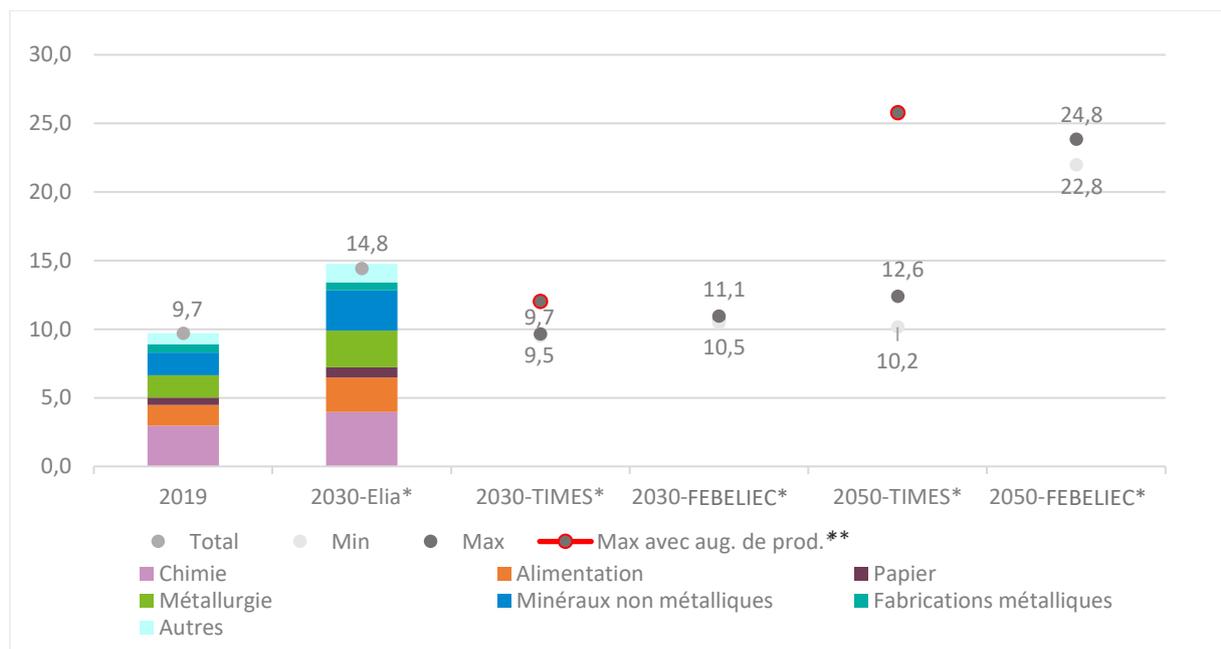
En 2030, en appliquant les mêmes perspectives que celles utilisées dans le cadre des différents scénarios Febeliec développés par EnergyVille à la consommation électrique de l'industrie en Wallonie, on observe une légère **augmentation allant de 8 % à 14 % par rapport à 2019**. En 2050, on observe une **augmentation allant de 134 % à 155 % en 2050 par rapport à 2019**.

TIMES-Wallonie affiche des résultats différents. En effet, selon TIMES-Wallonie, les scénarios prévoient une **légère diminution de la consommation électrique de l'ordre de 1 à 2 % due à l'amélioration de l'efficacité énergétique**⁴³ (Voir Partie C 3.5 - Résultats des scénarios de décarbonation).

En 2050, TIMES-Wallonie prévoit une **augmentation légèrement supérieure de la demande en électricité, allant de 5 % à 30 %** pour les différents scénarios⁴⁴.

L'**installation de nouvelles entreprises** ou encore la croissance de l'**activité de recyclage** en Wallonie sont par ailleurs des éléments additionnels susceptibles d'augmenter encore davantage la demande en électricité. En effet, le scénario 'CENTRAL + 2 GW' de TIMES-Wallonie prévoit une augmentation de l'ordre de 176 %.

Figure 36 - Evolution de la consommation d'électricité dans l'industrie wallonne à l'horizon 2030 selon différentes projections (en TWh) (Elia, 2023) (VITO & EnergyVille, 2023) (ICEDD, 2023)



Note méthodologique :

*Pour les données de 2030 et 2050, les perspectives d'évolution ont été utilisées et appliquées à la consommation électrique issue du Bilan énergétique de la Wallonie 2020 pour l'industrie. Pour les perspectives de TIMES et Febeliec, la répartition par secteur n'est pas fournie.

**Seul le scénario 'CENTRAL + 2 GW' de TIMES-WALLONIE prévoit la possibilité d'une augmentation de la production industrielle, équivalente à une forte augmentation de la consommation électrique. Ce scénario a été modélisé afin d'évaluer une demande électrique supplémentaire en Wallonie correspondant à la production électrique de deux tranches nucléaires.

³⁹ Tous les scénarios sauf le 'CENTRAL + 2 GW'. Ce scénario a été délibérément modélisé afin d'évaluer une consommation électrique supplémentaire en Wallonie correspondant à la production électrique de deux tranches nucléaires (2GW en *baseload*).

⁴⁴ En dehors du scénario 'CENTRAL + 2 GW' qui prévoit une augmentation de l'ordre de 176 %.



3.4.3. Ambitions de production d'électricité renouvelable en Wallonie

- › **La Wallonie présente un objectif ambitieux de production d'électricité renouvelable de l'ordre de 13,6 TWh d'ici 2030, soit une augmentation de +250 % par rapport à 2019.**

Afin que l'électrification ait un réel impact sur les émissions de CO₂ de l'industrie, il est impératif que l'électricité soit produite de plus en plus par des moyens décarbonés (renouvelable et/ou nucléaire). Un accroissement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique est nécessaire.

A l'échelle européenne, l'objectif est de tendre vers une consommation d'énergie décarbonée. Comme vu précédemment, l'objectif de l'UE est d'atteindre **42,5 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici 2030** (RED III) (Conseil de l'Union européenne, 2023). L'Europe a également fixé des objectifs de production avec un accent particulier sur le déploiement du photovoltaïque et de l'éolien (Commission européenne, 2022).

Comme illustré sur la *Figure 1 - Description des principaux objectifs européens, nationaux et régionaux pertinents dans le cadre de la décarbonation de l'industrie wallonne*, l'objectif belge est d'atteindre **21,7 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale (RES)** en 2030 (État fédéral belge, Région flamande, Région wallonne et Région de Bruxelles-Capitale, 2023). La part d'énergies renouvelables dans la **consommation électrique finale (RES-E)** visée est **48,5 %**.

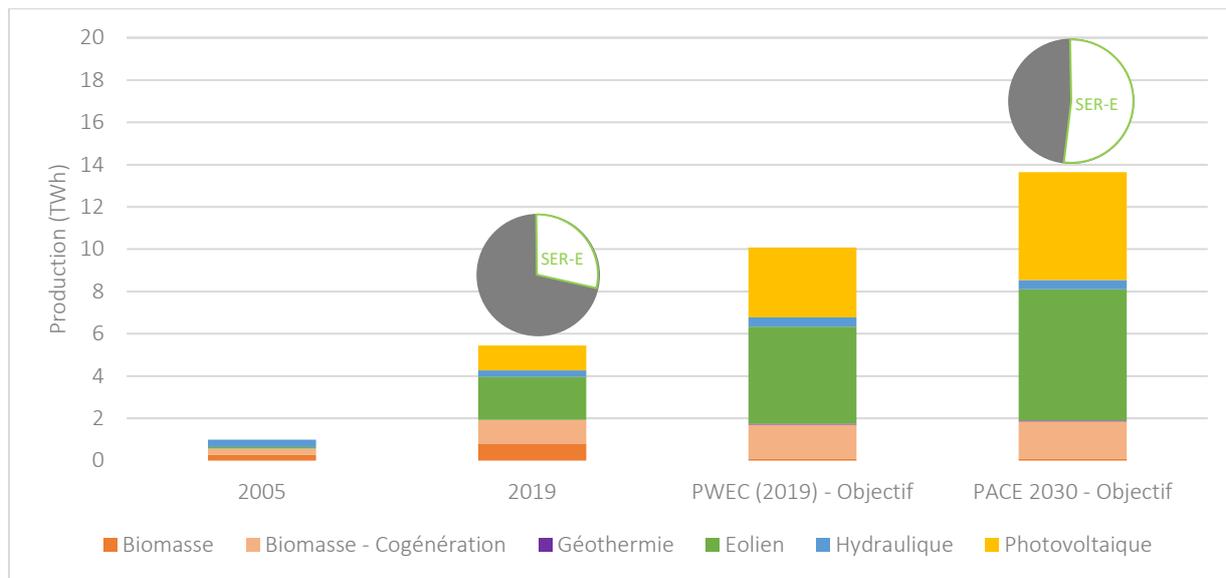
En Wallonie, le PACE fixe un objectif de **28 à 29 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale (RES)** en 2030 (31 TWh) ainsi que **52 % d'électricité renouvelable dans la consommation finale d'électricité (RES-E)** en 2030. Par ailleurs, la Wallonie se joint aux efforts belges et européens en matière de production d'énergies renouvelables. Les objectifs fixés dans le **Plan Air Climat Énergie 2030 (PACE)** conduisent à une production ciblée de **13,6 TWh d'énergies renouvelables dans le mix électrique d'ici 2030 soit une augmentation de +250 % par rapport à 2019** répartie de la manière suivante :

- 6200 GWh d'éolien (x 3 par rapport à 2019),
- 5100 GWh de photovoltaïque (x 4,3 par rapport à 2019),
- 1768 GWh de biomasse en cogénération (x 1,5 par rapport à 2019),
- 400 GWh d'hydraulique électrique (x 1,5 par rapport à 2019),
- 90 GWh biomasse,
- 40 GWh de géothermie.

- › **La production de renouvelable ambitionnée par la Wallonie permettrait d'atteindre une part de consommation d'électricité renouvelable (SER-E) de 52 % contre 21 % en 2019.**

Conformément aux objectifs du PACE, les niveaux de production de renouvelables ambitionnés par le PACE permettraient d'atteindre de l'ordre de **52 % de production/consommation d'électricité renouvelable** dans la consommation finale brute d'électricité en 2030 (SER-E) contre **21 % en 2019** en Wallonie.

Figure 37 - Evolution de la production d'électricité renouvelable en Wallonie et objectif 2030 selon le PACE (en TWh)
(Gouvernement wallon, 2023) (ICEDD, 2022)



Note méthodologique : les données de production sont issues du PACE, les données relatives au SER-E sont issues du bilan énergétique de la Wallonie 2022 (ICEDD, 2022)⁴⁵.

Défi #E6 : L'augmentation de la production d'énergie renouvelable souligne la nécessité d'investissements accrus dans les infrastructures électriques. Le réseau doit être en mesure d'intégrer de nouvelles capacités de production et de gérer l'intermittence de la production d'énergie renouvelable. Pour ce faire, il est essentiel de développer des technologies de stockage (e.g., parcs de batteries) ainsi que d'inciter le déploiement d'actifs et de systèmes permettant une meilleure flexibilité du réseau, tels que la *Demand Side Response*²⁰ de la part des industriels ou l'agrégation d'actifs résidentiels comme les batteries de stockage, les batteries des véhicules électriques ou les pompes à chaleur (voir section 3.4.5 Facilitateurs de l'électrification).

Défi #E7 : Les industriels souhaitent avoir la certitude que les objectifs de production d'énergie renouvelable seront réalisés en Wallonie et en Belgique, afin de disposer de l'énergie nécessaire.

3.4.4. Coût de l'électricité en Wallonie

› Le prix de l'électricité est interdépendant du prix du gaz, ce qui explique la hausse des tarifs électriques suite aux tensions observées sur les marchés internationaux du gaz naturel.

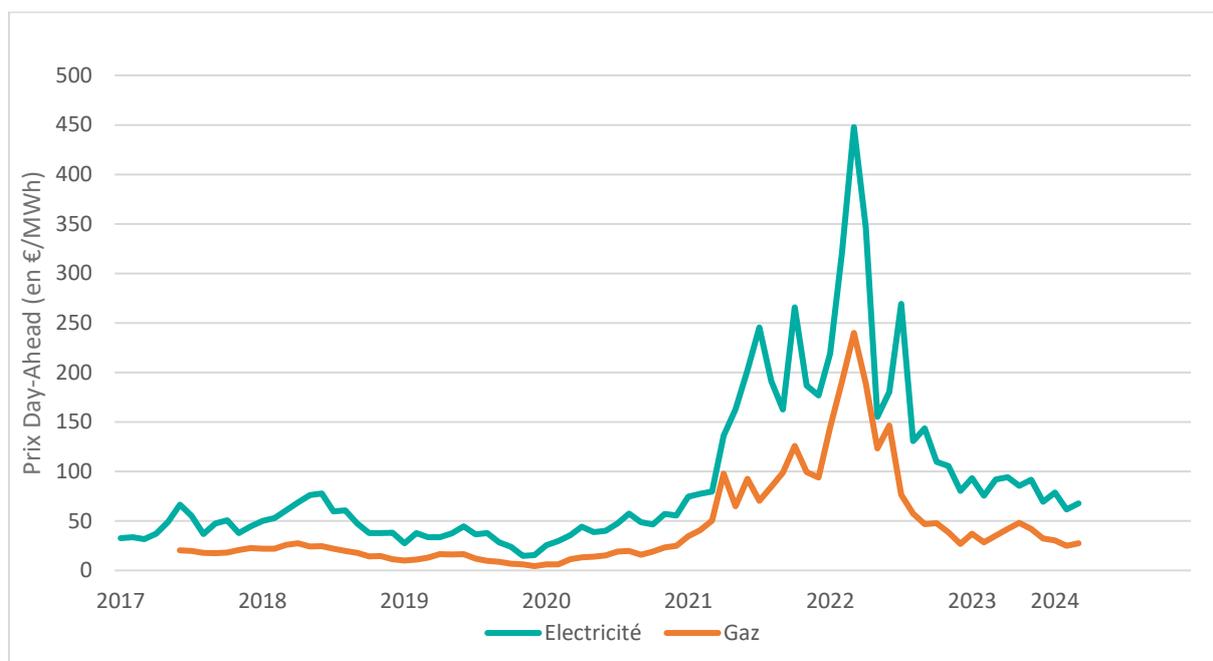
Les prix supportés par les industries dépendent du prix de l'électricité ou *commodity* fixé sur les marchés de gros qui peut varier selon le type de contrat énergétique signé avec le consommateur, des frais de réseau de transport et de distribution ainsi que de taxes et de surcharges diverses qui varient d'une région à l'autre telles que des obligations de services publics (OSP) ou les surcharges spécifiques au soutien à l'électricité verte.

⁴⁵ La *Demand Side Response* ou DSR est une solution de flexibilité où une entreprise accepte de moduler sa consommation d'électricité en fonction des besoins du réseau électrique, généralement en échange d'une compensation financière.



Actuellement, du fait du mode de fonctionnement du marché de l'électricité en Europe⁴⁶, le prix du MWh d'électricité sur les marchés de gros est lié au cours du gaz naturel et est, en général, deux fois plus élevé que le prix du MWh de gaz naturel. La conséquence de cette liaison du prix de l'électricité avec le prix du gaz naturel est une grande volatilité des prix de l'électricité en cas de tension sur les marchés internationaux du gaz naturel. Ainsi l'agression russe contre l'Ukraine en 2022 a fait exploser les cours du gaz naturel entraînant dans leur sillage le prix de l'électricité. Les prix de l'électricité ont alors atteint des niveaux avoisinant les 450 €/MWh sur le marché *day-ahead*⁴⁷ à l'été 2022 (Figure 38).

Figure 38 - Evolution du prix day-Ahead de l'électricité en Belgique entre 2017 et 2023 en comparaison au prix du gaz naturel (en €/MWh) (ENTSO-E, 2023) (Investing.com, 2024)



Note méthodologique : les prix de l'électricité font référence aux prix de l'électricité Day-Ahead disponibles sur la plateforme de transparence d'ENTSO-E. Les prix du gaz naturel font référence aux prix des contrats à terme sur le gaz naturel sur le Dutch TTF.

Défi #E8 : En dehors des coûts d'investissement, le **prix de l'électricité**, les **tarifs** de transport et de distribution, **l'ETS**, la **taxation de l'énergie**, les **différentes surcharges** qui sont **appliquées à la facture électrique**, les **aides octroyées**, **l'accès au financement**, sont autant de facteurs qui influencent le modèle d'affaire de l'électrification et sur lesquels il est possible d'agir. Ainsi, pour les entreprises, les **incertitudes concernant l'évolution des prix de l'électricité freinent les investissements dans le sens de l'électrification**.

- › **La Wallonie applique des surcharges sur le prix de l'électricité presque deux fois plus élevées que celles des régions voisines, en grande partie en raison du financement des certificats verts via la facture d'électricité.**

Une étude réalisée par Deloitte en 2023 (Deloitte, 2023) permet d'identifier les différences entre les prix de l'électricité en Wallonie et en Flandre par rapport aux Pays-Bas, à l'Allemagne et à la France. Cette étude présente, les facteurs expliquant les importantes disparités de prix entre les régions. Parmi

⁴⁶ Le prix de l'électricité sur les marchés de gros en Europe est déterminé selon une tarification au coût marginal, qui correspond au coût de production du dernier MWh produit pour couvrir la demande électrique à tout moment. Dans la majorité des cas, c'est une centrale électrique de type TGV qui assure la production de ce dernier MWh.

⁴⁷ Le *day-ahead trading* désigne la négociation d'électricité pour le lendemain.



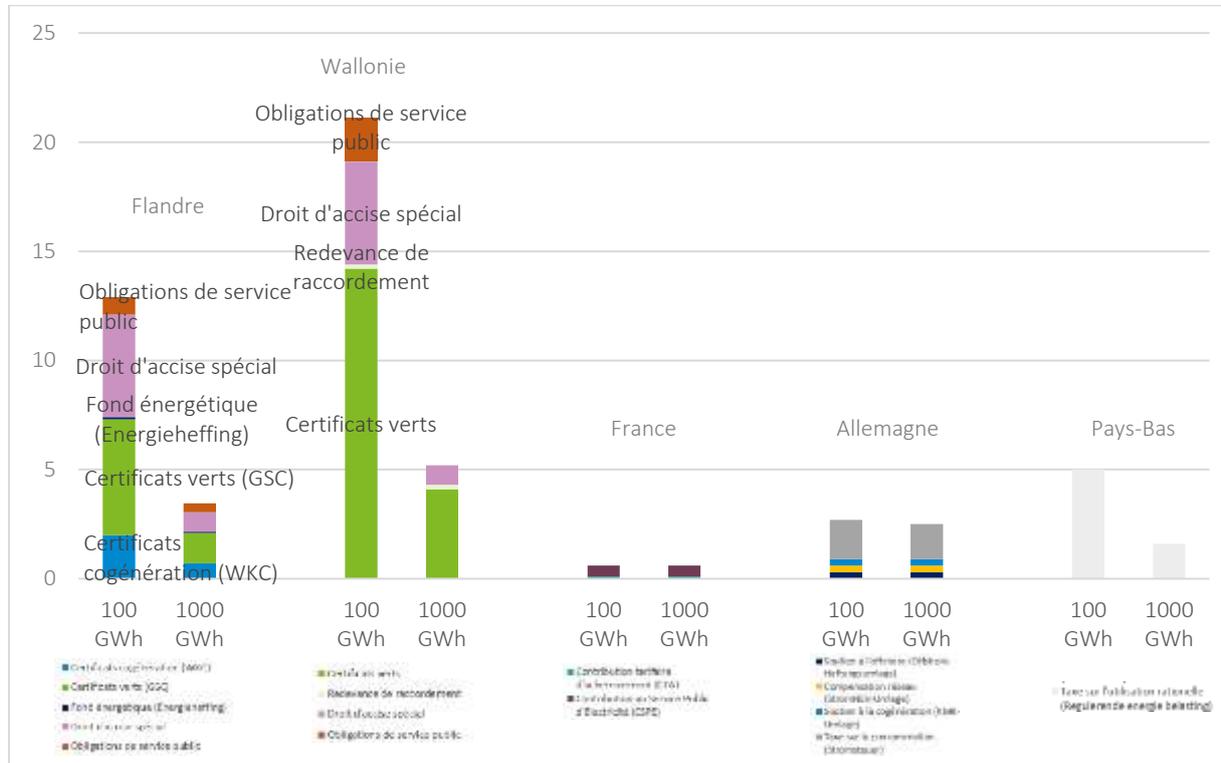
ces facteurs, les surcharges appliquées sur la facture électrique **se révèlent nettement plus élevées en Wallonie** que dans les pays voisins (Figure 39).

Cette analyse permet de mettre en lumière que les surcharges associées aux profils de consommation de 100 GWh sont **2,5 fois plus élevées en Wallonie** par rapport à la moyenne des surcharges appliquées en Flandre, en France, en Allemagne et aux Pays-Bas. En ce qui concerne les profils de 1000 GWh, les surcharges sont en moyenne **2 fois plus élevées que dans les régions voisines**.

Les certificats verts, qui **représentent environ 70 % des surcharges sur l'électricité en Wallonie**, expliquent en grande partie cette différence.

Les disparités entre régions s'expliquent également par d'importantes réductions sur les coûts de réseau facturés en France, en Allemagne et aux Pays-Bas, des réductions atteignant jusqu'à 90 % des tarifs standards pour certains profils de consommation par rapport aux coûts en Wallonie.

Figure 39 - Comparaison des surcharges sur l'électricité en Flandres, en Wallonie, en France, en Allemagne et aux Pays-Bas en 2023 pour des profils de consommation de 100 GWh et 1000 GWh par an (en €) (Deloitte, 2023)



Défi #E9 : Les surcharges élevées qui s'appliquent sur l'électricité en Wallonie contribuent à un manque de compétitivité par rapport aux régions voisines.

› **La fourniture d'électricité renouvelable ou bas carbone peut poser certaines difficultés d'approvisionnement et de prix.**

La possibilité d'installation d'actifs de production dépend d'un certain nombre de critères de faisabilité (orientation, surfaces, etc.) et géographiques (prise en compte de la proximité avec les habitations, des zones protégées, etc.). Dans les cas où l'autoconsommation n'est pas possible, l'approvisionnement en électricité renouvelable ou bas carbone par d'autres moyens se présente comme une solution alternative. Les industriels ont ainsi plusieurs options pour verdir leur consommation d'électricité. Ils peuvent :



- Souscrire à un **contrat en direct avec un producteur renouvelable**, *Power Purchase Agreement (PPA)*, comprenant des **garanties d'origine (GO)** et des **certificats de durabilité**.
- Opter pour un **contrat d'électricité traditionnel**, tout en acquérant des **garanties d'origine (GO)** et **potentiellement des certificats de durabilité**.

L'approvisionnement en électricité renouvelable ou bas carbone est conditionné par la stratégie énergétique adoptée par chaque entreprise. Cette stratégie peut englober diverses considérations, telles que le **désir de favoriser le développement des sources renouvelables localement**, la **recherche du prix le plus compétitif** ou encore la volonté de **renforcer l'indépendance énergétique**.

Défi #E10 : Les **perspectives d'électrification** dans l'industrie suscitent des inquiétudes quant à la disponibilité de **l'électricité décarbonée locale à un prix compétitif**.

Défi #E11 : Le **déploiement des PPA** avance lentement en Belgique et en Wallonie en raison de plusieurs obstacles. Parmi eux, on trouve le **manque de connaissance**, la **complexité de leur mise en place** ainsi que l'absence de **cas de référence disponibles**. De plus, la mise en œuvre d'un PPA est souvent perçue comme la prochaine étape après l'atteinte de l'autoconsommation maximale, une étape encore lointaine pour la plupart des entreprises. Enfin, il faut rappeler que les PPA peuvent être rendus onéreux par la nécessité pour les producteurs renouvelables de se couvrir contre le **risque de défaut des clients industriels**.

3.4.5. Facilitateurs de l'électrification

- › **Du point de vue des entreprises, l'électrification apparaît plus avantageuse lorsqu'elle est associée à l'autoconsommation.**

L'évaluation de l'intérêt de l'électrification repose sur une analyse minutieuse des coûts d'investissement, des coûts opérationnels et des coûts de faisabilité. Afin de réduire les coûts opérationnels, les entreprises doivent envisager de réduire leur dépendance aux réseaux électriques. Pour ce faire, plusieurs mesures stratégiques peuvent être mises en place :

1. **Installer des actifs de production**, notamment des panneaux photovoltaïques et des éoliennes, afin de bénéficier d'une production locale d'énergie renouvelable et diminuer les coûts associés à la fourniture d'énergie.
2. **Ajuster les procédés électriques en fonction de la disponibilité de la production locale d'énergie renouvelable**, en particulier si les processus ne sont pas continus et peuvent être modulés en fonction de la disponibilité de l'électricité.
3. **Intégrer des systèmes de stockage d'électricité**, notamment à travers des batteries, afin d'optimiser les périodes pendant lesquelles l'énergie renouvelable est disponible.
4. **Compléter l'approvisionnement en électricité par le biais de contrats de fourniture « vert »** (certifié à l'aide de garanties d'origine), **d'un PPA⁴⁸ ou d'une communauté d'énergie**.

La première de ces options requiert généralement l'obtention de permis d'environnement et/ou d'urbanisme.

⁴⁸ voir Annexe 1 pour la définition d'un PPA



Défi #E12 : Le processus de *permitting* en Wallonie apparaît long et complexe, freinant ainsi les projets d'installation de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes initiés par les entreprises.

L'électrification peut être facilitée par le développement des communautés d'énergies. En Wallonie, une communauté d'énergie est une association de personnes physiques ou morales, publiques ou privées, qui se regroupent pour produire, consommer ou distribuer de l'énergie renouvelable ou locale.

Les communautés d'énergie ont pour objectif de contribuer à la transition énergétique en Wallonie en favorisant la production et la consommation d'énergies renouvelables et locales. Elles contribuent également à la résilience du système électrique en renforçant la production décentralisée d'énergie.

Deux types de communautés d'énergie existent en Wallonie : la communauté d'énergie renouvelable (CER) et la communauté d'énergie citoyenne (CEC). La CER et la CEC possèdent des différences en matière de sources d'énergies, de périmètres et de membres autorisés, détaillées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 18 - Différences entre les différents types de communauté d'énergie

	Référence	Production d'énergie	Périmètre	Membres
Communauté d'Énergie Renouvelable (CER)	Directive 2018/2011 « RED II »	Sources d'énergie renouvelables uniquement (électricité et gaz)	Exigences de proximité des installations de production (pour le contrôle et l'activité de partage)	Citoyens, autorités locales, PME
Communauté d'Énergie Citoyenne (CEC)	Directive 2019/944 « EMDII »	Uniquement l'électricité, à partir de sources d'énergie renouvelables ou non	Pas d'exigence de proximité	Citoyens, autorités locales, PME et grandes entreprises

Défi #E13 : La création d'une communauté d'énergie nécessite des étapes essentielles et complexes, comme l'identification des participants, une analyse de faisabilité, des démarches administratives, la désignation d'un représentant, ainsi que l'élaboration des règles tarifaires entre les participants. L'assistance aux entreprises pour ces différentes étapes, en particulier aux PME, semble indispensable.

- › **La demande de flexibilité augmentera de manière significative en raison de la part croissante des énergies renouvelables et de leur caractère intermittent, offrant des opportunités pour les industriels.**

Dans un paysage énergétique intégrant de manière croissante des sources de production d'énergies renouvelables électriques et intermittentes, le besoin de flexibilité deviendra de plus en plus crucial. En 2021, en Europe, la demande en flexibilité, définie comme la somme totale d'énergie requise pour équilibrer les variations entre la production d'électricité et la demande, était de 153 TWh pour la flexibilité journalière (notamment lié au pic de consommation du matin et du soir), 137 TWh pour la flexibilité hebdomadaire et 132 TWh pour la flexibilité saisonnière. Ces besoins de flexibilité sont couverts à plus de 40 % par des centrales à charbon ou à gaz.

En 2021, la Commissaire Kadri Simson a souligné la croissance projetée des exigences en matière de flexibilité au sein de l'Union européenne (Simson, 2021). **Les besoins en flexibilité devraient augmenter de 133 % d'ici 2030 par rapport à 2021, puis de 250 % entre 2030 et 2050.** La flexibilité sera fournie de



manière centralisée c'est-à-dire par les centrales hydrauliques, les parcs de batteries mais **des sources décentralisées devront également contribuer.**

Le besoin en flexibilité peut être comblé grâce à différents actifs décentralisés relevant des secteurs résidentiel et tertiaire (smart charging, véhicule électrique comme batterie de stockage, pompes à chaleur), **industriel** (batteries de stockage, *demand-side response* sur les procédés ou la climatisation et le chauffage des bâtiments), **et de la production d'énergie** (arrêt/fonctionnement des éoliennes).

La flexibilité de la consommation électrique, soit « *demand-side response* » en anglais, fait référence à un mécanisme permettant de **moduler la consommation électrique** en temps réel sur sollicitation d'un opérateur tiers, afin de garantir la stabilité du réseau électrique. Tel qu'exposé dans l'étude sur l'Adéquation et la Flexibilité d'Elia de 2023, il est supposé qu'à **l'horizon 2030, 70 % de la demande industrielle** nouvellement électrifiée pourra être **gérée de manière flexible**. D'ici 2034, l'écart de puissance entre la production et la demande pourrait être réduit jusqu'à 2 000 MW grâce à la flexibilité, équivalant à la capacité de deux centrales électriques à gaz naturel à cycle combiné. Autrement dit, au lieu de produire les 2 000 MW manquant pour répondre à la demande en produisant de l'électricité à partir de gaz naturel, les gestionnaires de réseau pourront baisser la puissance distribuée aux industriels, en échange d'une rétribution financière pour réduire la demande de 2 000 MW et ainsi assurer l'équilibre production-demande (Elia, 2023).

La flexibilité peut également être obtenue avec via des centrales à gaz en ajustant la consommation en fonction des signaux du marché. La flexibilité gaz est cependant moins répandue.

Les industriels pourront intégrer des mécanismes de flexibilité, leur permettant de bénéficier d'une source supplémentaire de revenus et de profiter des variations des prix de l'énergie. Pour plus d'information se référer au rapport d'Elia « *The Power of Flex. Enabling consumers to benefit from the energy transition* ».

Défi #E14 : La participation des industriels à la flexibilité du réseau est déjà possible pour certaines industries (e.g., Industeel à Charleroi), mais n'est pas encore généralisée, notamment par manque d'incitations.

3.4.6. Potentiel de l'électrification en matière de réduction des émissions de CO₂

> L'électrification pourrait permettre de réduire théoriquement les émissions de CO₂ de l'industrie wallonne de l'ordre de 20 % d'ici 2050.

Actuellement, la combustion de gaz naturel émet environ **0,202 kgCO₂eq par kWh de gaz naturel consommé** (ADEME, 2022), alors que le mix électrique actuel de la Belgique implique des émissions de **0,167 kgCO₂eq par kWh d'électricité consommé** (European Environment Agency, 2023).

La décarbonation du réseau électrique, en passant d'un RES-E de 21 % à 52 %, entraînerait une réduction du facteur d'émission associé au réseau à 0,101 kgCO₂eq/kWh (réduction proportionnelle). Une telle situation (situation 1 du Tableau 19 ci-dessous), appliquée aux niveaux de consommation de gaz et d'électricité de l'industrie, permettrait de **réduire de 14 % les émissions de CO₂ associées à la consommation de ces vecteurs énergétiques.**

Par ailleurs, **en substituant 50 % de la consommation de gaz naturel par de l'électricité** (situation 3 du tableau ci-dessous), sans modifier le RES-E et sans prendre en compte les gains d'efficacité énergétique, on observe une **réduction d'environ 18 % des émissions de CO₂ associées à la consommation de ces vecteurs énergétiques.**



En combinant **ces deux situations** (situation 5 du tableau ci-dessous), on obtient une **réduction de 22 % des émissions de CO2** associées à la consommation de ces combustibles.



Tableau 19 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas de décarbonation du réseau électrique et de remplacement du gaz naturel par l'électricité

Situation	Référence	Année	Gaz naturel			Electricité				Total	
			Facteur d'émission de combustion (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation de gaz naturel de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Taux d'élec. renouvelable dans la consommation finale d'élec.(RES-E)	Facteur d'émission de combustion (kgCO2eq/kWh) (European Environment Agency, 2023)	Consommation d'élec. de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Emissions totales associées à la consommation énergétique totale (ktCO2eq)	Evolution /2020
Situation actuelle	/	2020	0.202	15470	3125	21%	0.167	9729	1625	8659	/
(1) Décarbonation du réseau (passage d'un RES-E de 21 % à 52 %)	Ambition RES-E 2030 PACE	2030	0.202	15470	3125	52%	0.101	9729	987	7975	8%
(2) Décarbonation du réseau (passage d'un RES-E de 21 % à 90 %)	Hypothétique	2050	0.202	15470	3125	90%	0.021	424	9	6997	19%
(3) Remplacement de 50 % de la consommation de gaz naturel de l'industrie par de l'électricité	Hypothétique	2030	0.202	7735	1562	21%	0.167	12823	2141	7567	13%
(4) Remplacement de 100 % de la consommation de gaz naturel de l'industrie par de l'électricité	Hypothétique	2050	0.202	0	0	21%	0.167	15917	2658	6521	25%
(5) : (1) + (3) Décarbonation du réseau (passage d'un RES-E de 21 % à 52 %) et remplacement de 50 % de la consommation de gaz naturel de l'industrie par de l'électricité	Combinaison	2030	0.202	7735	1562	52%	0.101	12823	1301	6727	22%



(6) : (1) + (4) Décarbonation du réseau (passage d'un RES-E de 21 % à 52 %) et remplacement de 100 % de la consommation de gaz naturel de l'industrie par de l'électricité (maximum potentiel)	Combinaison	2050	0.202	0	0	52%	0.101	15917	1615	5478	37%
--	-------------	------	-------	---	---	-----	-------	-------	------	------	-----

Note méthodologique : les calculs présentés dans le tableau sont simplifiés et donnent un ordre de grandeur, avec une variance élevée. Il est estimé un ratio de 2,5 pour produire la même quantité de chaleur à partir de gaz naturel par rapport à l'électricité. Autrement dit, il faut 2,5 fois plus de kWh de gaz naturel que d'électricité pour produire une quantité donnée de chaleur.



3.5. Défis

Plusieurs freins au déploiement de l'électrification ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature et aux entretiens avec les entreprises.

> Défis techniques

- **Technologies de très haute température non déployées** : Les technologies d'électrification sont encore peu matures pour tous les processus nécessitant de la haute (entre 400°C et 1000°C) et très haute température (> 1000°C). Les entreprises qui développent ces solutions innovantes et les entreprises qui s'engagent dans l'adaptation de leurs processus doivent être soutenues en matière d'innovation jusqu'à ce qu'un modèle économique viable soit établi. Par ailleurs, la R&D doit être soutenue dans cette direction.
- **Risque d'instabilité du réseau face à la demande croissante** : L'électrification de l'industrie, engendrant une hausse de la demande d'électricité, exercera une pression considérable sur le réseau électrique. Le secteur résidentiel via l'électrification du chauffage, ainsi que le secteur des transports contribueront aussi largement à l'augmentation de la demande en électricité et renforceront les besoins de capacité de transport et de distribution. Des investissements dans le développement et le renforcement du réseau, ainsi que dans les technologies de stockage, seront indispensables pour répondre à cette évolution.
- **Projets d'infrastructures nécessaires** : La concrétisation des projets d'infrastructures énergétiques nécessaires à la transition, notamment les lignes à haute tension, les centrales électriques, les éoliennes ou les champs de panneaux photovoltaïques, se heurtent souvent à des oppositions. Le phénomène NIMBY de la part des riverains ou des autorités locales constitue un obstacle majeur à la transition énergétique et au redéploiement industriel de la Wallonie. Par exemple, le projet de la Boucle du Hainaut est bloqué malgré son importance dans le renforcement du réseau électrique.
- **Incertitudes sur la production d'électricité renouvelable à prix compétitif** : Les industriels souhaitent avoir la certitude que les objectifs de production d'énergie renouvelable seront réalisés en Wallonie et en Belgique, afin de disposer de l'énergie nécessaire. Les perspectives d'électrification dans l'industrie suscitent des inquiétudes quant à la disponibilité de l'électricité décarbonée locale à un prix compétitif.

> Défis économiques

- **CAPEX des technologies élevés** : L'électrification implique des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) pour les entreprises, avec un retour sur investissement pouvant s'étaler sur une longue période, notamment du fait des prix élevés de l'électricité par rapport au gaz. Cette contrainte est particulièrement prégnante pour les PME. De manière générale, afin de réaliser le potentiel technique et commercial du Power to Heat, il est nécessaire d'atteindre des niveaux de température plus élevés à un niveau de dépenses en capital (CAPEX) économiquement abordable.
- **Incertitudes sur les prix de l'électricité** : En dehors des coûts d'investissement, le prix de l'électricité, les tarifs de transport et de distribution, l'ETS, la taxation de l'énergie, les différentes surcharges qui sont appliquées à la facture électrique, les aides octroyées, l'accès au financement, sont autant de facteurs qui influencent le modèle d'affaire de l'électrification et sur lesquels il est possible d'agir. Ainsi, pour les



entreprises, les incertitudes concernant l'évolution des prix de l'électricité freinent les investissements dans le sens de l'électrification.

- **Surcharges sur le prix de l'électricité élevées** : Les surcharges élevées qui s'appliquent sur l'électricité en Wallonie contribuent à un manque de compétitivité par rapport aux régions voisines.
- **Risque d'instabilité du réseau face à la production renouvelable** : L'augmentation de la production d'énergie renouvelable souligne encore une fois la nécessité d'investissements accrus dans les infrastructures électriques. Le réseau doit être en mesure d'intégrer de nouvelles capacités de production et de gérer l'intermittence de la production d'énergie renouvelable. Pour ce faire, il est essentiel de développer des technologies de stockage (e.g., parcs de batteries) ainsi que d'inciter le déploiement d'actifs et de systèmes permettant une meilleure flexibilité du réseau, tels que la Demand Side Response de la part des industriels ou l'agrégation d'actifs résidentiels comme les batteries de stockage, les batteries des véhicules électriques ou les pompes à chaleur (voir section sur les facilitateurs de l'électrification).

› Défis réglementaires

- **Lent processus de *permitting*** : Le processus de *permitting* en Wallonie apparaît long et complexe, freinant ainsi les projets d'installation de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes initiés par les entreprises.
- **Faible déploiement de la flexibilité** : La participation des industriels à la flexibilité du réseau est déjà possible pour certaines industries (e.g., Industeel à Charleroi), mais n'est pas encore généralisée, notamment par manque d'incitations.

› Défis organisationnels

- **Manque de connaissance concernant les technologies** : Les technologies les plus prometteuses pour l'électrification ne sont pas nécessairement nouvelles, mais ne sont pas non plus couramment utilisées dans le processus du fait d'un manque de connaissance général des différents équipements existants, particulièrement chez les PME.
- **Faible déploiement des PPA** : Le déploiement des PPA avance lentement en Belgique et en Wallonie en raison de plusieurs obstacles. Parmi eux, on trouve le manque de connaissance, la complexité de leur mise en place ainsi que l'absence de cas de référence disponibles. De plus, la mise en œuvre d'un PPA est souvent perçue comme la prochaine étape après l'atteinte de l'autoconsommation maximale, une étape encore lointaine pour la plupart des entreprises.
- **Faible déploiement des communautés d'énergie** : La création d'une communauté d'énergie nécessite des étapes essentielles et complexes, comme l'identification des participants, une analyse de faisabilité, des démarches administratives, la désignation d'un représentant, ainsi que l'élaboration des règles tarifaires entre les participants. L'assistance aux entreprises pour ces différentes étapes, en particulier aux PME, semble indispensable.

3.6. Analyse SWOT



L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associés à l'électrification dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.

Tableau 20 - SWOT électrification

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• Disponibilité des pompes à chaleur offrant une solution économiquement avantageuse pour la production de chaleur inférieure à 200°C• Possibilité de valoriser la chaleur fatale	<ul style="list-style-type: none">• CAPEX élevés pour l'installation et la mise en œuvre des technologies• Besoin de R&D supplémentaire sur les technologies de haute et très haute température (>1000°C)• Besoin d'expertise et de compétences spécialisées
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Déploiement des communautés d'énergie pour favoriser l'autoconsommation• Mise en place de PPA permettant aux entreprises de garantir un approvisionnement à long terme en énergie renouvelable• Optimisation de la flexibilité par les industriels permettant de bénéficier des revenus supplémentaires et des variations des prix de l'énergie.	<ul style="list-style-type: none">• Incertitudes quant à la disponibilité de l'électricité renouvelable ou bas carbone• Coûts élevés de l'électricité en Wallonie par rapport aux autres régions et au gaz et évolution incertaine• Obstacles liés aux procédures de permis pour l'installation d'actifs de production d'énergie renouvelable.• Investissements nécessaires dans les réseaux électriques en raison de l'augmentation de la demande en électricité et de l'intermittence des sources de production renouvelable.



4. L'hydrogène renouvelable et bas carbone

4.1. Description

› L'hydrogène peut être utilisé pour la production de chaleur et en tant que réactif chimique

L'**hydrogène renouvelable** est issu de l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité de sources renouvelables. L'**hydrogène bas carbone** est produit à partir de **gaz naturel** et d'un **système de capture de CO₂**. Quel que soit son type, l'hydrogène peut être utilisé en remplacement des combustibles fossiles en métallurgie, en minéraux non-métalliques et en chimie pour des **processus à haute température (usage énergétique)** ou en tant que **réactif chimique (usage non énergétique)**.

L'hydrogène peut réagir avec d'autres molécules pour former des **dérivés de l'hydrogène**, notamment des e-carburants qui présentent des propriétés similaires aux molécules fossiles utilisées actuellement.

4.2. Cadre réglementaire et ambitions

› L'Europe possède des objectifs ambitieux en termes de production et d'importation d'hydrogène renouvelable et de ses dérivés.

Conformément au plan *REPowerEU*, l'Europe envisage de produire **10 millions de tonnes (Mt) de carburants renouvelables d'origine non biologique**, de l'anglais *Renewable Fuels of Non Biological Origin (RFNBO)*, dont l'hydrogène renouvelable et ses dérivés (Commission européenne, 2023). Pour atteindre cet objectif, l'Europe prévoit d'atteindre 40 GW d'électrolyse d'ici 2030 (Commission européenne, 2020).

Selon l'Europe, cette production ne permettrait pas de faire face à l'augmentation de la demande. Par conséquent, **10 Mt d'hydrogène renouvelable et dérivés supplémentaires devraient être importés**.

L'hydrogène renouvelable fait partie des **carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO)**, reconnus comme carburants liquides et gazeux renouvelables d'origine non biologique au sens de la directive RED II. L'Union européenne a instauré des objectifs ambitieux dans le cadre de la directive RED III, qui prévoit d'atteindre un objectif de **42 % de RFNBO**, dans l'utilisation d'hydrogène par l'industrie d'ici 2030, et de **60 % d'ici 2035**.

› Les objectifs nationaux belges sont principalement tournés vers l'importation d'hydrogène.

Les objectifs de production local d'hydrogène en Belgique sont limités à **une capacité d'électrolyse de 150 MW d'ici 2026** (SPF Economie, 2022).

Le Gouvernement fédéral prévoit d'importer près de **600 kt d'hydrogène en 2030, soit 6 % de l'objectif européen, et entre 6 et 10 Mt d'ici 2050**.

La répartition des objectifs de production et de consommation entre les différentes Régions n'est pas connue.

Défi #H1 : La Wallonie ne dispose pas d'objectif quantifié quant à la production ou l'importation d'hydrogène, ni de vision sur la répartition avec la Flandre pour les objectifs belges. Ainsi, les industriels manquent de vision sur la disponibilité future de l'hydrogène.



› **Les aspects réglementaires du transport d'hydrogène et la méthodologie tarifaire sont établis au niveau fédéral.**

Le développement du marché de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique, nécessite un cadre réglementaire adapté. Comme décrit par la CREG, les principes de régulation essentiels déjà mis en avant par la Commission européenne pour les marchés de l'électricité et du gaz, comme **l'accès des tiers, la transparence et la non-discrimination**, pourraient être appliqués pour promouvoir également le marché de l'hydrogène. Une réglementation précoce, malgré la taille du marché, et adaptée, permettrait de créer un environnement stable et prévisible, offrant ainsi une sécurité juridique accrue aux investisseurs et aux entreprises et énonçant clairement les principes généraux régissant toute régulation future (CREG, 2021).

Le transport de l'hydrogène est une compétence fédérale. La **loi relative au transport d'hydrogène par canalisations a été publiée au Moniteur belge le 25 juillet 2023** et organise la désignation d'un gestionnaire de réseau de transport d'hydrogène. Ce gestionnaire sera responsable d'octroyer un accès non-discriminatoire au réseau de transport d'hydrogène, ainsi que de planifier, développer et opérer cette infrastructure en Belgique. **La réglementation est identique**, que l'hydrogène soit utilisé à des fins énergétiques ou pour des usages matières. Cette loi offre à l'industrie un outil supplémentaire pour garantir le développement du réseau nécessaire à la synchronisation de l'offre et de la demande sur le marché de l'hydrogène.

Défi #H2 : Le développement du cadre réglementaire, notamment celui relatif au transport et à la distribution de l'hydrogène, devra se faire en concertation avec le fédéral et les autres régions.

La question de la coordination de tous les acteurs est cruciale dans le débat de l'hydrogène, raison pour laquelle *l'European Clean Hydrogen Alliance* et un conseil national de l'hydrogène (*Belgian Hydrogen Council*) ont été récemment mis sur pied.

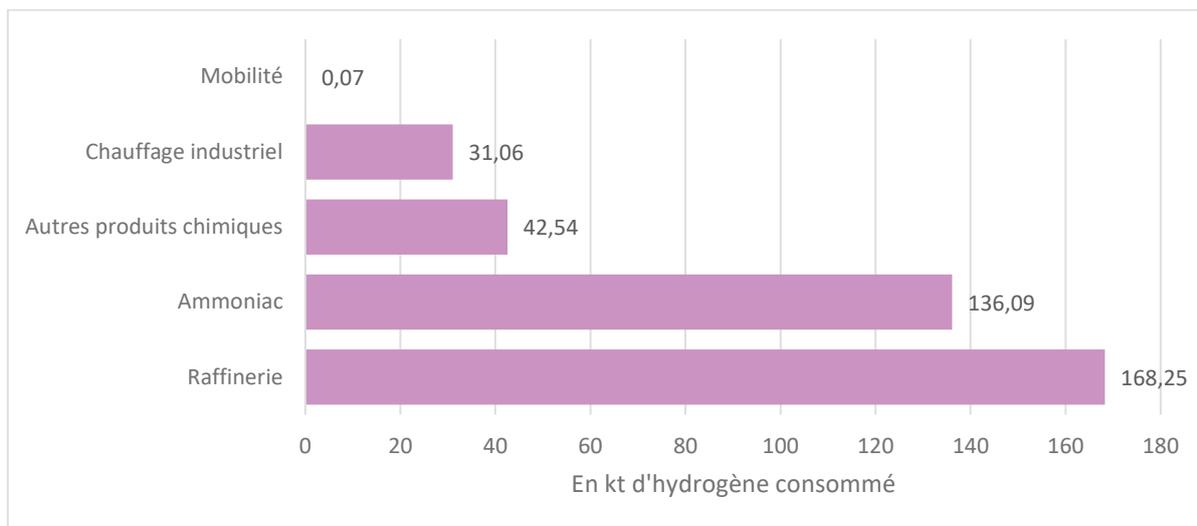
4.3. Etat des lieux

› **Les secteurs de la chimie et de la pétrochimie utilisent déjà de l'hydrogène en tant que réactif.**

En 2022, la Belgique a consommé 378 kt d'hydrogène, soit plus de 11 GWh, ce qui représente 5 % de la consommation totale d'hydrogène en Europe. La majeure partie de la demande d'hydrogène provient de la chimie et de la pétrochimie, notamment pour les raffineries et la fabrication d'ammoniac qui représentent respectivement 45 % et 36 % de la demande totale d'hydrogène en Belgique (Figure 40).



Figure 40 - Consommation d'hydrogène en Belgique en 2022 par utilisation finale (en kt) (European Hydrogen Observatory, 2022)



> L'hydrogène consommé aujourd'hui est issu de sources fossiles.

La demande en hydrogène dans le secteur de la chimie va augmenter dans les prochaines années. Par exemple, la demande en hydrogène pour les raffineries pourrait augmenter de 7 % dans le monde d'ici 2030, notamment en raison des politiques de plus en plus serrées sur la qualité des carburants. Après 2030, la demande devrait se stabiliser et éventuellement baisser selon l'évolution de la demande de carburants (Agence internationale de l'énergie, 2019).

Actuellement la production d'hydrogène est responsable de larges émissions de CO₂. Dans le monde, 72 % de l'hydrogène consommé est actuellement produit à partir de gaz naturel et près de 28 % est produit à partir de charbon (Agence internationale de l'énergie, 2019). Ainsi, même si la combustion d'hydrogène n'émet pas de CO₂, son facteur d'émission total est supérieur à celui du gaz naturel avec 0,303 kgCO₂/kWh pour l'hydrogène gris contre 0,244 kgCO₂/kWh pour le gaz naturel. **Commencer par décarboner l'hydrogène pour les usages déjà existants est une première piste de décarbonation.**

Il existe certaines méthodes de production d'hydrogène dont l'impact carbone est faible, voire quasi nul (voir Figure 41) :

- L'**hydrogène renouvelable** est issu de l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité de sources renouvelables.
- L'**hydrogène bas carbone** est produit à partir de **gaz naturel** et d'un **système de capture de CO₂**.

Ces méthodes à faibles émissions sont pour l'instant peu utilisées en raison du manque de maturité des technologies et donc du prix de ces dernières. Ces méthodes ne représentent que 1,3 % de la production mondiale d'hydrogène (Agence internationale de l'énergie, 2019).

Figure 41 - Comparaison des méthodes de production d'hydrogène en fonction de leurs émissions carbone

Méthode de production	Source énergétique	Processus	Emission de CO ₂	Part dans la production mondiale
Hydrogène charbon ou noir	Charbon	Gaséification	19 kgCO ₂ /kgH ₂	27,7 %
Hydrogène gaz naturel ou gris	Gaz naturel	SMR* ou ATR**	10 kgCO ₂ /kgH ₂	71 %
Hydrogène bas-carbone ou bleu	Gaz naturel	SMR* ou ATR** + CCS***	1 kgCO ₂ /kgH ₂	1 %
Hydrogène turquoise	Gaz naturel	Pyrolyse	0,03-0,37 kgCO ₂ /kgH ₂	0 %
Hydrogène (jaune)	Electricité réseau + eau	Electrolyse****	Dépend du facteur d'émission du mix énergétique du réseau	0 %
Hydrogène natif ou blanc	Dihydrogène présent dans la nature	Extraction	- 0 kgCO ₂ /kgH ₂	0 %
Hydrogène nucléaire ou rose	Energie nucléaire + eau	Electrolyse****	- 0 kgCO ₂ /kgH ₂	0 %
Hydrogène renouvelable ou vert	Electricité renouvelable + eau	Electrolyse****	- 0 kgCO ₂ /kgH ₂	0,3 %

Note méthodologique : le facteur d'émission de l'hydrogène jaune en Belgique est calculé à partir du produit du facteur d'émission du réseau électrique en 2023 (0,167 kgCO₂/kWh) et de la quantité d'électricité nécessaire à la production d'un kilogramme d'hydrogène (56 kWh/kgH₂).

* SMR : Steam Methane Reforming (Reformage du méthane à la vapeur) : réaction du gaz naturel avec de la vapeur d'eau sous haute température (700°C – 1100°C) en présence d'un catalyseur, souvent à base de nickel.

** ATR : Auto Thermal Reforming (Reformage Autothermique) : réformage du méthanol en présence de vapeur d'eau et d'oxygène, en utilisant la chaleur générée par l'oxydation du combustible pour entretenir la réaction.

***CCS : Carbon Capture and Storage (Captage et Stockage du Carbone) : procédé visant à capturer le CO₂ émis par la réaction de reformage du méthane et à le stocker de manière sécurisée et permanente, par exemple dans des formations géologiques souterraines.

****Electrolyse : Procédé de décomposition de l'eau en dioxygène et dihydrogène gazeux grâce à un courant électrique.

Ainsi pour que l'hydrogène représente un levier de décarbonation, ce dernier doit être produit selon des procédés à faibles émissions et à faibles coûts.

- › La plupart des études et des projets pilotes en cours en matière d'hydrogène concernent l'hydrogène bas carbone et l'hydrogène renouvelable, qui sont parmi les méthodes émettant le moins de CO₂.

L'hydrogène bas carbone est produit à partir de gaz naturel dont le système de reformage du méthane est couplé à un système de capture de CO₂. Le procédé de production de l'hydrogène bas carbone permet une réduction jusqu'à 90 % des émissions de CO₂ par rapport au procédé de production de l'hydrogène sans système de capture carbone. Par exemple, en remplaçant l'hydrogène gris utilisé actuellement dans le secteur de la chimie par de l'hydrogène bas carbone, une économie de 378 ktCO₂ pourrait être faite en Belgique.

Défi #H3 : Les systèmes de capture de CO₂ coûteux et la limitation de la disponibilité du gaz naturel comme ressource fossile, entravent la disponibilité de l'hydrogène bas carbone (fabriqué à partir de gaz naturel et de carbone capturé).



L'hydrogène renouvelable produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable présente une empreinte carbone presque nulle et apparaît comme la méthode de production la plus explorée actuellement. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime qu'en 2030, plus de 70 % de la production d'hydrogène à faibles émissions sera issue d'électrolyseurs (AIE, 2023).

L'hydrogène renouvelable nécessite de l'électricité provenant de sources renouvelables et doit respecter des règles de plus en plus contraignantes définies dans les directives européennes, ce qui limite sa disponibilité. Ces règles sont expliquées dans la section 4.4.3 Ambitions de production et d'importation.

Pour l'instant encore inexploité, l'**hydrogène natif**, également appelé hydrogène blanc, représente une potentielle **source d'hydrogène bas carbone local**. Un gisement naturel d'hydrogène natif de 46 millions de mètres cubes a été découvert en Lorraine (France). **Les profils géologiques de la Wallonie et du nord de la France étant similaires, la Wallonie a tout intérêt à évaluer le potentiel de son sous-sol.**

L'**hydrogène produit par plasmalyse hybride** ou hydrogène « turquoise » est une technologie de production récente avec **un niveau de maturité TRL de 4**. Ce procédé de production permet, par rapport aux procédés d'électrolyse et de SMR, de réduire la consommation d'énergie et d'eau, de limiter les émissions de CO₂ et de limiter les risques d'explosion. Le **méthane pyrolysé** peut provenir du gaz naturel, de biogaz ou de gaz de mine local. Un **projet de développement de cette technologie** est en cours en Wallonie par les entreprises GATE2, AGC, Gazonor, Luminus, Vanheede, l'Umos et Materia Nova.

› Le réseau de transport et de distribution d'hydrogène par pipeline est peu développé aujourd'hui.

À l'échelle nationale, le réseau de conduites s'étend sur 8 000 kilomètres, assurant le transport de près de 100 millions de tonnes de divers gaz chaque année. Parmi ces infrastructures, Fluxys gère environ 4 000 kilomètres dédiés au gaz naturel, tandis qu'Air Liquide exploite 1 665 kilomètres pour le transport d'oxygène, d'azote, d'hydrogène et de monoxyde de carbone. Environ 570 kilomètres de ces canalisations d'Air Liquide sont spécifiquement dédiés au transport d'hydrogène. En Belgique, seule Air Liquide dispose d'une autorisation fédérale pour le transport d'hydrogène (CREG, 2021).

Il existe plusieurs options pour le développement du réseau d'hydrogène en Belgique :

La première possibilité consiste à **mélanger l'hydrogène avec le gaz naturel jusqu'à un certain pourcentage**, ce qui nécessite peu d'adaptations techniques, que ce soit au niveau du réseau de transport de gaz naturel ou chez les utilisateurs finaux. En Belgique, environ 80 000 km de réseaux transportent et distribuent du gaz naturel dans tout le pays. Ces réseaux peuvent **être valorisés pour le transport d'hydrogène** sous forme de mélange hydrogène/méthane. Des études récentes suggèrent que l'hydrogène peut être injecté dans le réseau gazier jusqu'à environ **5 à 10 % de volume à court terme**, sans nécessiter de modifications majeures de l'infrastructure de transmission et des installations chez les consommateurs finaux (JRC, 2022)⁴⁹.

La seconde possibilité est **la création d'un réseau par canalisation distinct dédié** à l'hydrogène, comme le propose Fluxys. La création de ce réseau fait face à des spécificités techniques bien différentes de celles du gaz naturel, auxquelles il faudra trouver des solutions : pression supérieure, vitesse de distribution supérieure à celle du gaz naturel pour éviter la corrosion, fuites possibles, augmentation de la rugosité des conduites, etc. Un réseau dédié représente également des coûts supérieurs.

⁴⁹ Vers la fin de la décennie, nous pourrions observer une augmentation jusqu'à 15 à 20 % de volume, après avoir effectué les modifications nécessaires à l'infrastructure et aux installations des consommateurs concernés (JRC, 2022). En théorie, 99 % des pipelines des réseaux de distribution de gaz naturel belges seraient matériellement prêts à la conversion à l'hydrogène pur (Ready4H2, 2022). Autrement dit, presque l'intégralité des pipelines sont construits dans des matériaux résistants à la fragilisation par l'hydrogène. Cependant, d'autres composants des réseaux doivent encore être adaptés pour assurer la sécurité de la distribution d'hydrogène : compresseurs, vannes, compteurs, etc.



Défi #H4 : Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport et distribution de l'hydrogène est crucial pour les industriels.

4.4. Potentiel

4.4.1. Aperçu des technologies associées à l'hydrogène

L'hydrogène présente l'avantage d'être léger, stockable, réactif et d'avoir un pouvoir énergétique par unité de masse élevé (119 930 kJ/kg pour l'hydrogène contre 50 020 kJ/kg pour le gaz naturel) (AFHYAC, 2018). Par conséquent, l'hydrogène a le potentiel d'être utilisé dans de nombreux secteurs de l'industrie, des transports et de la production d'électricité. L'extension des applications de l'hydrogène comme alternative aux énergies fossiles peut permettre de réduire les émissions de l'industrie, **dans le cas où l'hydrogène utilisé est produit par une méthode à faibles émissions**.

› **L'hydrogène peut être utilisé comme (co-)combustible pour la production de chaleur à haute température.**

En dehors de la chimie, l'hydrogène a par exemple un fort potentiel dans le secteur de la métallurgie et des minéraux non-métalliques, notamment pour la production de chaleur à haute température. Selon l'AIE, l'hydrogène représentera près de 2 % de la production de haute chaleur (>400°C) en 2030 et environ 15 % en 2050 (Agence internationale de l'énergie, 2019).

En effet, la combustion d'hydrogène peut remplacer partiellement ou complètement la combustion de gaz naturel pour la production de chaleur haute température dans les hauts-fourneaux ou les fours lors la fusion du fer ou de verre, la production de clinker et d'aluminium (voir Tableau 21), moyennant l'adaptation des équipements.

Défi #H5 : Certains équipements pour la production de chaleur à très haute température nécessiteront des adaptations : remplacement des brûleurs et des tuyaux de combustion par des tuyères d'injection d'hydrogène. En plus de ces équipements, il peut également être nécessaire de remplacer certains équipements auxiliaires, tels que les systèmes de ventilation et de refroidissement. Ces adaptations représentent des coûts d'investissement (CAPEX) supplémentaires.

Les technologies de l'hydrogène sont susceptibles de convenir à de nombreuses applications de chauffage direct pour lesquelles la biomasse n'est pas adaptée, car l'hydrogène ne produit que de la vapeur d'eau. L'hydrogène peut être utilisé comme **combustible à part entière** ou comme **co-combustible** dans les processus de combustion pour améliorer l'efficacité de la combustion (pour les fours, les chaudières), par exemple le gaz naturel enrichi en hydrogène.

Il est important de savoir que l'utilisation de l'hydrogène peut impacter la qualité de la production et donc empêcher son utilisation dans certains procédés. Par exemple, l'hydrogène peut provoquer des **problèmes de corrosion de l'acier** dus à la présence d'eau dans les fumées de combustion. En outre, l'hydrogène étant un gaz très léger et hautement inflammable, les risques de fuites et d'explosion sont plus importantes que pour du gaz naturel.



Défi #H6 : La sécurité liée à l'utilisation d'un **gaz hautement inflammable** est un enjeu important pour les industriels. Il est nécessaire de **mettre en place des mesures de sécurité** pour prévenir les accidents.

Défi #H7 : Les technologies utilisant de l'hydrogène pour la production de chaleur à haute ou très haute température sont encore peu matures. Les entreprises qui s'engagent dans l'adaptation de leurs processus doivent être soutenues en matière d'innovation jusqu'à ce qu'un modèle économique viable soit établi.

› **L'utilisation de l'hydrogène en tant que réactif chimique peut être étendue à la métallurgie pour la réduction du fer.**

L'hydrogène est utilisé à la fois comme combustible mais également comme réactif, notamment par le secteur de la chimie qui l'utilise pour produire du méthanol, de l'ammoniac et une variété d'autres produits chimiques. Dans le secteur de la production d'acier, l'hydrogène peut être utilisé comme agent réducteur pour la réduction du minerai de fer en fer brut à la place de coke. Cette technologie, appelée réduction directe du fer (DRI), a le potentiel de réduire les émissions de CO₂ de la production d'acier de 95 % (IFRI, 2023).

Tableau 21 - Les usages de l'hydrogène dans l'industrie et leur niveau de maturité

Usage hydrogène	Secteurs	Opérations	Description	TRL	Projet en cours
Production de chaleur	Métallurgie	Fusion du fer brut en haut fourneaux	Injection d'hydrogène (mélangé au gaz naturel) dans les haut-fourneaux	3-7	Mitsubishi Heavy Industries
		Production d'aluminium	Extraction de l'aluminium d'un minerai	7-8	Enel Green Power (Italie), Ørsted (Danemark), Linde (Allemagne)
	Minéraux non-métalliques	Fusion du verre	Injection d'hydrogène (mélangé au gaz naturel) dans les fours	3-7	Saint-Gobain (France)
		Production de clinker	Injection d'hydrogène (mélangé au gaz naturel) dans le fourneau	6-9	Hanson UK (Royaume-Uni), Lafarge (Autriche)
Réactif en réaction chimiques	Chimie	Réduction directe du fer (DRI)	Utilisation d'hydrogène est tant qu'agent réducteur	7-8	ArcelorMittal (Belgique), ThyssenKrupp (Allemagne)
		Production d'ammoniac	Réaction entre l'azote de l'air et de l'hydrogène	9	Enel Green Power (Italie), Ørsted (Danemark), Linde (Allemagne)
		Production de méthanol	Réaction de méthanolation à partir d'hydrogène et de CO ₂	9	Enel Green Power (Italie), Ørsted (Danemark), Linde (Allemagne)



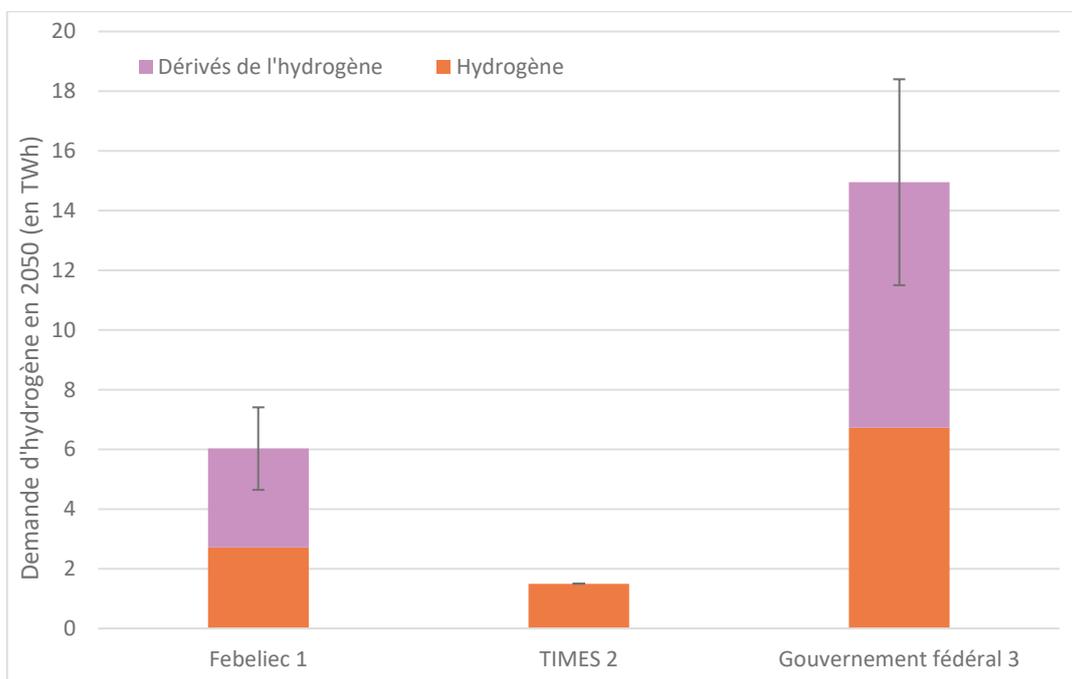
4.4.2. Perspectives de la demande en hydrogène

- › La demande en hydrogène en Wallonie augmentera mais l'ordre de grandeur de l'évolution est encore incertain.

Le développement de nouvelles technologies utilisant de l'hydrogène implique une évolution croissante de la demande en hydrogène.

En Europe, la part de l'hydrogène dans le mix énergétique devrait augmenter considérablement passant de 2 % actuellement à 13-14 % en 2050 (Commission Européenne, 2020). La même tendance est à prévoir en Wallonie. Les prévisions annoncent une consommation finale d'hydrogène de l'industrie wallonne comprise entre 1,5 et 7 TWh à l'horizon 2050 (voir Figure 42), soit près de 600 fois la consommation actuelle estimée de la Wallonie.

Figure 42 - Consommation finale estimée d'hydrogène et dérivés de l'industrie en Wallonie en 2050 selon différentes sources (SPF Economie, 2022) (VITO & EnergyVille, 2023)



Note méthodologique :

¹ Les données de Febeliec issues de l'étude EnergyVille Perspective 2050, indiquent, selon les scénarios, une demande d'hydrogène et dérivés (molécules produites à partir d'hydrogène telles que l'e-ammoniac, l'e-méthane, l'e-kérosène, etc...) en Belgique pour l'industrie comprise entre 25,83 TWh et 37,85 TWh. La part de la Wallonie dans la consommation belge d'hydrogène a été estimée égale à la contribution de la Wallonie au PIB belge, soit 23 %. La part des dérivés a été estimée à 55 % de la consommation totale sur la base de l'estimation réalisée par le Gouvernement fédéral considérant que les molécules dérivées représenteraient entre 40 % à 70 % de la demande en molécules en 2050.

² Les données de TIMES-Wallonie indiquent une consommation d'hydrogène pour l'industrie wallonne de 1,5 TWh en 2050 dans tous les scénarios -95% CO2 et de 8 TWh en e-méthane en 2050 dans le scénario -95% CO2 & MOLE.

³ Le Gouvernement fédéral, dans le rapport "Vision et Stratégie Hydrogène", considère que la consommation d'hydrogène et dérivés tous secteurs confondus en 2050 sera comprise entre 125 et 200 TWh/an en Belgique. En outre, pour la réalisation du graphique, la part de l'industrie dans la consommation a été estimée à 40 % à partir des données du scénario Central de Febeliec.



4.4.3. Ambitions de production et d'importation

- › Pour suivre la demande et favoriser l'utilisation d'hydrogène bas carbone, des objectifs de production et d'importation d'hydrogène ont été fixés à différentes échelles.

Dans son plan *REPowerEU*, l'Europe prévoit de produire **10 millions de tonnes (Mt) de carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO)** dont de l'hydrogène renouvelable et ses dérivés et d'atteindre **40 GW d'électrolyse d'ici 2030** (Commission européenne, 2022).

Pour atteindre cet objectif de production d'hydrogène renouvelable, la Commission européenne estime qu'environ **500 TWh d'électricité renouvelable sont nécessaires**. Pour éviter la pression sur la production d'électricité, il existe certaines règles à respecter en matière d'additionnalité⁵⁰, corrélations temporelle⁵¹ et géographique⁵² (Commission européenne, 2023).

La production d'hydrogène renouvelable étant limitée par la disponibilité d'électricité verte, **10 Mt supplémentaires devraient être importées**, dont 4 Mt sous forme d'ammoniac (dérivé).

Pour les mêmes raisons, un excédent d'électricité d'origine renouvelable mis à disposition d'une production massive d'hydrogène vert est cependant peu probable en Belgique et en Wallonie. Ainsi, l'hydrogène vert ou l'électricité verte se devront d'être importés, dans une large mesure. Pour les mêmes raisons, **la capacité d'électrolyse de la Belgique restera limitée** avec un objectif de **150 MW d'ici 2026** pour acquérir l'expertise suffisante dans l'exploitation de ces unités et soutenir le développement technologique des entreprises belges (SPF Economie, 2022). L'hydrogène consommé sera donc principalement importé : la Belgique prévoit d'importer des quantités importantes de molécules d'hydrogène et ses dérivés : 20 TWh en 2030, soit 606 000 tonnes d'hydrogène et entre 200 et 350 TWh en 2050 (SPF Economie, 2022).

La Belgique se positionne comme plaque tournante d'importation et de transit d'hydrogène en Europe occidentale. Ce positionnement pourrait permettre d'importer de grandes quantités d'hydrogène renouvelable à un coût compétitif. Ainsi, le plan de développement du réseau d'hydrogène européen (European Hydrogen Backbone) prévoit de relier le sud de la France par l'Allemagne d'ici 2030 et par la France directement d'ici 2040. En outre, des études sont en cours pour réutiliser les réseaux de gaz naturel reliant la Belgique à l'Angleterre d'une part, et à la Norvège d'autre part pour le transport d'hydrogène à partir de 2040.

La Wallonie s'engage pleinement dans cette initiative en intégrant la **promotion d'une filière hydrogène au sein du Plan de relance régional**. Ce plan a pour ambition de stimuler l'émergence d'un marché de l'hydrogène bas carbone d'ici 2030. Cependant, aucun objectif précis de production n'a encore été établi.

Défi #H8 : La construction d'un backbone d'hydrogène et d'infrastructures de distribution est un élément essentiel pour le développement de l'hydrogène comme source d'énergie pour relier les sites de production aux sites de consommation.

⁵⁰ Les installations produisant de l'électricité renouvelable ont été mises en service au plus tôt 36 mois avant l'installation produisant des RFNBO ou plus tard. Les règles d'additionnalité entrent en vigueur en 2028. Les installations en service avant 2028 sont exonérées jusqu'en 2038.

⁵¹ Jusqu'en 2030, les RFNBO doivent être produits au cours du même mois civil que l'électricité renouvelable produite dans le cadre d'un PPA ou à partir d'un stockage facturé selon les mêmes règles. À partir de 2030, les RFNBO doivent être produits pendant la même période d'une heure que l'électricité renouvelable produite dans le cadre d'un PPA ou provenant d'un stockage facturé selon les mêmes règles.

⁵² L'installation produisant de l'électricité renouvelable dans le cadre du contrat d'achat d'électricité (PPA) doit être située dans la même zone de soumission (*bidding zone*) que l'électrolyseur, ou dans une zone de soumission interconnectée (*interconnected bidding zone*) si les prix sont égaux ou supérieurs à ceux de la zone de soumission (y compris dans un autre État membre).



› **La Belgique a l'ambition de développer un réseau de transport d'hydrogène comprimé belge et européen pour assurer la distribution vers les sites industriels.**

L'hydrogène peut être transporté sous plusieurs formes : sous forme de gaz comprimé, sous forme d'hydrogène liquide ou sous forme de dérivés hydrogénés, notamment l'ammoniac.

Un certain nombre d'études envisage le transport de l'hydrogène jusqu'en Europe par bateau sous forme de dérivé, notamment l'ammoniac. Une fois arrivés en Europe, les dérivés peuvent être reconvertis en hydrogène, à l'origine d'une perte énergétique significative.

Le transport d'hydrogène sous forme gazeuse est une option économiquement avantageuse pour les courtes distances, car elle ne nécessite pas de liquéfier l'hydrogène, ce processus demandant de maintenir une température inférieure à -253°C. Cependant, un réseau de transport d'hydrogène gaz par pipeline nécessite des investissements initiaux importants, même si les coûts d'exploitation sont faibles par rapport aux volumes transportés. La réutilisation des réseaux de gaz naturel existants pourrait permettre de réduire les coûts (Commission Européenne, 2021), toutefois des investissements devront être réalisés dans tous les cas pour assurer la sécurité du transport et éviter les fuites d'hydrogène. La molécule d'hydrogène, plus petite et plus légère que le méthane, peut potentiellement glisser dans des fissures inaccessibles au méthane.

Le Gouvernement fédéral considère qu'au vu de la demande en Belgique, le transport par pipeline d'hydrogène gazeux comprimé est la solution la plus efficace et la plus sûre (SPF Economie, 2022).

Un réseau de pipeline d'hydrogène privé est déjà présent sur le territoire belge pour approvisionner quelques clients industriels répartis en Belgique, en France et aux Pays-Bas. Ce réseau relie les régions de Zeebrugge, Gand, Anvers et Charleroi.

Cependant, de nombreux sites industriels sont encore éloignés de ces infrastructures. Ainsi, le développement du réseau de transport d'hydrogène doit être poursuivi. Fluxys, qui a été nommé Gestionnaire des réseaux de transport d'hydrogène prévoit la mise en service de 150 km de canalisations d'ici 2026, dont 44 km en Wallonie : 8 km pour la région liégeoise et 36 km entre Eynatten et Berneau pour une future connexion avec l'Allemagne.

En outre, la Belgique, souhaitant devenir la plaque tournante du transport d'hydrogène en Europe, prévoit d'interconnecter son réseau avec au minimum l'Allemagne, la France et les Pays-Bas d'ici 2028 grâce au projet European Hydrogen Backbone.

4.4.4. Coût de l'hydrogène

› **Le prix de l'hydrogène, tel que produit actuellement, est environ trois fois plus élevé que celui du gaz naturel.**

Le prix de l'hydrogène dépend de ses intrants tels que le gaz naturel et l'électricité renouvelable. **L'hydrogène principalement produit aujourd'hui l'est à partir de gaz naturel.** Le coût de l'hydrogène « gaz naturel » s'élève aux alentours de 155 €/MWh contre 50 €/MWh pour le gaz naturel seul en Belgique en 2022 (ICEDD, 2020). **L'hydrogène « gaz naturel » coûte ainsi plus de 3 fois plus cher que le gaz naturel.** L'utilisation d'hydrogène à la place de gaz naturel dans de nouveaux secteurs tel que la métallurgie apparaît alors comme une dépense supplémentaire importante.



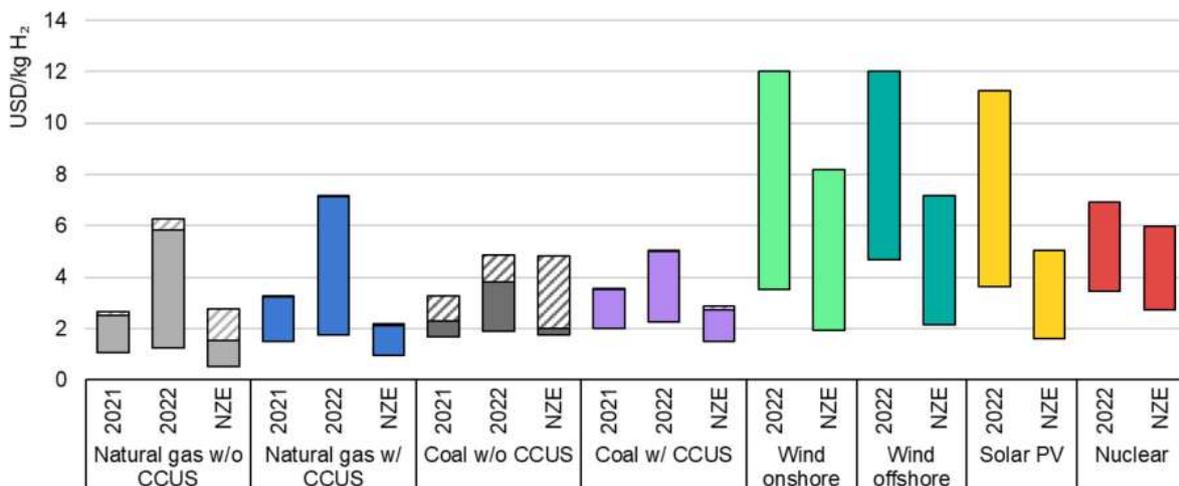
› **L'hydrogène bas carbone présente des coûts près de 30 % plus élevés que l'hydrogène à base de gaz naturel. Ces coûts sont encore plus élevés pour l'hydrogène renouvelable.**

Les coûts de production actuels de l'électricité rendent l'hydrogène renouvelable peu attractif. **Les coûts de production de l'hydrogène renouvelable sont environ 2 fois plus élevés que l'hydrogène produit à partir de gaz naturel.** Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le coût nivelé de la production d'hydrogène, en anglais Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) produit à partir de gaz naturel se situait entre 1 et 6 €/kg au niveau mondial en 2022, tandis qu'avec la capture du carbone, il variait entre 2 et 7 €/kg. Le LCOH de l'hydrogène produit à partir de sources renouvelables (éolien et solaire) était compris entre 4 et 11 €/kg (Agence internationale de l'énergie, 2023). Cette différence de prix s'explique en partie par le **prix des énergies renouvelables** mais également par les coûts d'investissement associés aux **électrolyseurs** et leur **dimensionnement** en fonction de la courbe de production, intermittente ou non.

A l'avenir, le développement des électrolyseurs va permettre de réduire la part du CAPEX dans le prix de l'hydrogène renouvelable et d'améliorer l'efficacité énergétique des électrolyseurs. Par exemple, le CAPEX des électrolyseurs alcalins devrait passer de 460-1300 €/kW à 370-780 €/kW, entre 2019 et 2030 (Agence internationale de l'énergie, 2019). En outre, l'augmentation de la production d'énergie renouvelable permettra de réduire les coûts d'opération. Selon le scénario NZE de l'AIE, le LCOH de l'hydrogène renouvelable pourrait baisser pour atteindre une fourchette de 2 à 8 €/kg d'ici 2050.

Pour l'hydrogène bas carbone, le coût est généralement 30 % plus cher que l'hydrogène d'origine fossile produit sans système de capture carbone. Aujourd'hui, pour rendre l'hydrogène d'origine fossile avec captage du carbone compétitif par rapport à l'hydrogène d'origine fossile, il faudrait que les prix du carbone soient de l'ordre de 55 à 90 euros par tonne de CO2 (Commission européenne, 2020).

Figure 43 - Coût nivelé de la production d'hydrogène (LCOH) par technologie en 2021, 2022 et en 2030 dans le scénario NZE "zéro émission d'ici 2050" de l'AIE (Agence internationale de l'énergie, 2023)



Note méthodologique : NZE = scénario d'émissions nettes nulles d'ici 2050 en 2030 de l'IEA. L'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie éolienne et l'énergie nucléaire se rapportent à la fourniture d'électricité pour alimenter le processus d'électrolyse. Les valeurs NZE se réfèrent à 2030.

Le prix du gaz naturel est de 5-15 USD/MBtu pour 2021, de 6-36 USD/MBtu pour 2022 et de 1-8 USD/MBtu pour 2030 NZE. Le prix du charbon est de 40-180 USD/tonne pour 2021, 50-360 USD/tonne pour 2022 et 30-70 USD/tonne pour 2030 NZE. Le coût de l'électricité solaire photovoltaïque est de 22-120 USD/MWh pour 2022, 13-80 USD/MWh pour 2030 NZE, avec un facteur de capacité de 12-35 %. Le coût de l'électricité éolienne terrestre est de 25-130 USD/MWh pour 2022, 25-120 USD/MWh pour 2030 NZE, avec un facteur de capacité de 15-53 %. Le coût de l'électricité éolienne en mer est de 50-225 USD/MWh pour 2022, 30-125 USD/MWh pour 2030 NZE, avec un facteur de capacité de 32-67 %. Le coût du capital est de 6 %. La zone en pointillés représente l'impact du prix du CO2, basé sur 15-140 USD/t CO2 pour le scénario NZE.

Sources : Analyse de l'AIE basée sur des données de McKinsey ; Analyse de l'AIE basée sur des données de McKinsey & Company et du Conseil de l'hydrogène ; IEA GHG (2014) ; NETL (2022) ; IEA GHG (2017) ; E4Tech (2015) ; Kawasaki Heavy Industries.



Défi #H9 : La production d'hydrogène renouvelable reste encore relativement coûteuse en raison des investissements initiaux élevés (CAPEX), des coûts de l'électricité renouvelable, ainsi que de la complexité opérationnelle, notamment le dimensionnement des électrolyseurs en fonction de la nature intermittente ou non de la production.

La manière dont l'hydrogène sera transporté aura également une influence sur le prix payé par les utilisateurs. La possibilité d'importer, en Europe et en Belgique, de l'hydrogène sous forme de dérivés reconvertis ensuite en hydrogène ouvre la voie à des échanges commerciaux avec des régions éloignées, favorisant ainsi une concurrence accrue et une baisse potentielle des prix. Enfin, la voie de transport choisie (pipeline ou transport maritime) aura des répercussions sur le prix de l'hydrogène.

4.4.5. Potentiel de l'hydrogène en matière de réduction des émissions de CO₂

- › **Le facteur d'émission moyen de l'hydrogène tel que produit actuellement est environ 40 fois plus important que le facteur d'émission de l'hydrogène bas carbone de 2030.**

Actuellement, la combustion de gaz naturel émet environ **0,202 kgCO₂eq par kWh de gaz naturel consommé** (ADEME, 2022), alors que **le facteur d'émission moyen de l'hydrogène produit est de 12,4 kgCO₂eq/kgH₂, soit 0,372 kgCO₂eq par kWh** (calculé à partir des facteurs d'émissions de chaque méthode pondérée par leur part dans la production mondiale selon la Figure 41).

En 2030, selon l'AIE, parmi les méthodes de production d'hydrogène présentant un faible taux d'émissions, 70 % de l'hydrogène sera produit par des électrolyseurs, principalement à partir d'électricité renouvelable. On considère que les 30 % restant sera de l'hydrogène bas carbone. Ainsi, en reprenant les informations de la Figure 41, l'hydrogène à faibles émissions aurait en 2030 un facteur d'émissions d'environ **0,300 kgCO₂eq/kgH₂, soit 0,009 kgCO₂eq par kWh**.

- › **Le passage à l'hydrogène renouvelable ou bas carbone pour les usages actuels et son utilisation pour produire de la chaleur à haute température peut permettre d'atteindre une réduction de 15 % des émissions de CO₂ d'ici 2050.**

La consommation actuelle d'hydrogène en Wallonie est estimée à 86,9 kt à partir de la consommation belge et de la part de la Wallonie dans le PIB belge.

La décarbonation des usages actuels, c'est-à-dire l'utilisation d'hydrogène à faibles émissions (renouvelable ou bas carbone) à la place d'hydrogène d'origine fossile dans les usages actuels permettrait de réduire de **12 % les émissions de CO₂ dans l'industrie, sans prendre en compte l'augmentation de la demande d'hydrogène dans ces usages** (situation 1 dans le tableau ci-dessous).

Le remplacement de 2 % de la production de chaleur à haute température par du gaz naturel par de l'hydrogène renouvelable, plausible d'ici 2030, permettrait une **réduction de 1 % des émissions de CO₂** (situation 3 dans le tableau ci-dessous). Pour un remplacement de 15 % de la production de chaleur à haute température par du gaz naturel, plausible d'ici 2050, la réduction s'élèverait à 3 % (situation 5 dans le tableau ci-dessous).

En combinant la conversion des usages actuels à l'hydrogène bas carbone ou vert et le remplacement du gaz naturel pour la production de chaleur à haute température, on obtient **une réduction de 13 % en 2030 (situation 4) et de 15 % en 2050 des émissions de CO₂** (situation 6).



Tableau 22 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de l'hydrogène

Situation	Référence	Année	Gaz naturel			Hydrogène			Total	
			Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation de gaz naturel de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (calculé)	Consommation d'hydrogène de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Emissions totales associées à la consommation énergétique totale (ktCO2eq)	Evolution /2020
Situation actuelle	/	2020	0.202	15470	3125	0.372	2896	1078	8659	
(1) Remplacement de l'hydrogène d'origine fossile par de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone des usages actuels	Hypothétique	2030/2050	0.202	15470	3125	0.009	2896	26	7608	12%
(2) Remplacement de 2 % de la production de chaleur haute température par de l'hydrogène d'origine fossile	AIE	2030	0.202	15303	3091	0.372	3063	1140	8641	0%
(3) Remplacement de 2 % de la production de chaleur haute température par de l'hydrogène bas carbone	AIE	2030	0.202	15303	3091	0.009	167	2	8581	1%
						0.372	2896	1078		
(4) : (1) + (3) Remplacement de l'hydrogène d'origine fossile par de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone des usages actuels et remplacement de 2 % de la production de chaleur haute température par de l'hydrogène bas carbone	Combinaison	2030	0.202	15303	3091	0.009	3063	28	7529	13%



(5) Remplacement de 15% de la production de chaleur haute température par de l'hydrogène bas carbone	AIE	2050	0.202	14217	2872	0.009	1253	11	8371	3%
						0.372	2896	1078		
(6) : (1) + (5) Remplacement de l'hydrogène d'origine fossile par de l'hydrogène renouvelable ou bas carbone des usages actuels et remplacement de 15% de la production de chaleur haute température par de l'hydrogène bas carbone	Combinaison	2050	0.202	14217	2872	0.009	4149	37	7320	15%

Note méthodologique : les calculs présentés dans le tableau sont simplifiés et donnent un ordre de grandeur, avec une variance élevée.



4.4.6. Projets soutenus

- › Les technologies de production et d'usage de l'hydrogène bas carbone et renouvelables ont éligibles à certain nombre d'aides européennes.

Dans le cadre de la prochaine période de financement 2021- 2027, la Commission collaborera avec les États membres, les autorités régionales et locales, l'industrie et d'autres parties prenantes afin que les Fonds européen de développement régional et les Fonds de cohésion contribuent à soutenir des solutions innovantes dans le domaine de l'hydrogène renouvelable et bas carbone, au moyen de transferts de technologie, de partenariats public-privé, ainsi que de projets pilotes pour tester de nouvelles solutions ou procéder à la validation précoce des produits.

- › La Wallonie soutient financièrement des projets associés à la production et consommation d'hydrogène à l'échelle européenne et à l'échelle locale.

Le développement d'une filière hydrogène wallonne est inscrite dans le Plan de relance régional. Ainsi, la Wallonie apporte son soutien à des projets à dimension européenne en mobilisant près de 88 millions d'euros pour deux projets à dimension européen (Columbus et John Cockerill Hydrogen). En outre, des projets locaux sont soutenus avec un apport financier total de 35 millions d'euros (Wallonie, 2023) (voir Tableau 23).

Tableau 23 - Présentation des différents projets dans le domaine de l'hydrogène soutenus par la Région wallonne

Projets	Entreprises	Lieu	Description
WalHyco	Colruyt Group	Ollignies	<ul style="list-style-type: none"> • Production d'hydrogène vert par électrolyse (5MW) au départ d'électricité fournie par des éoliennes et des panneaux photovoltaïques • Hydrogène vendu à une station de rechargement et pourra alimenter 22 camions par jour (1200 kgH₂/jour)
H2C-Mouscron	Mydibel Fresh / Luminus	Mouscron	<ul style="list-style-type: none"> • Production d'hydrogène vert au départ de l'électricité excédentaire produite par les unités de cogénération à partir de déchets de pommes de terre • Utilisation sur place pour les véhicules de l'entreprise
W2T	Luminus	Leuze-en-Hainaut	<ul style="list-style-type: none"> • Construction d'une station d'électrolyse (1,25 MW) de la compression et du stockage de l'hydrogène produit au départ d'électricité fournie par des éoliennes (61,6 %) et des panneaux photovoltaïques (30,6 %) • Distribution pour alimenter 10 camions
Zellie	Virya / Eoly Energy / Renory	Liège	<ul style="list-style-type: none"> • Production d'hydrogène vert par électrolyse (5 MW) • Utilisation pour alimenter deux barges opérant actuellement entre Liège et Anvers (électrification non envisageable) et des poids lourds
HaYrport	Liege Airport, CMI	Liege	<ul style="list-style-type: none"> • Construction d'installations production, de distribution d'hydrogène vert (200 kg d'hydrogène par jour) • Utilisation pour alimenter la flotte de véhicules de l'aéroport • Projet de récupérer la chaleur dégagée par l'électrolyse pour compléter les besoins énergétiques des bâtiments • Projet mis en pause à cause d'une production d'électricité solaire insuffisante



John Cockerill Hydrogen	John Cockerill Hydrogen Seraing	<ul style="list-style-type: none">• Construction d'une installation d'essai de dimension industrielle afin de tester les performances des électrolyseurs alcalins pressurisés• Reporté en raison d'un manque de demande d'hydrogène
Columbus	Engie / Carmeuse / John Cockerill Amercoeur	<ul style="list-style-type: none">• Concentration de CO2 provenant d'un type innovant de four à chaud• Combinaison du CO2 concentré à de l'hydrogène vert pour produire de l'e-méthane qui sera injecté dans le réseau de gaz ou utilisé dans l'industrie• Evite la production de 162 000 tonnes d'émissions de CO2 par an

Défi #H10 : Les projets soutenus par la Région wallonne en lien avec l'utilisation de l'hydrogène concernent uniquement le domaine des transports. Le soutien à des projets dans l'industrie permettrait de donner l'exemple et rassurer les industriels dans la faisabilité et la rentabilité des technologies hydrogène.

4.5. Défis

Plusieurs freins au déploiement de la filière hydrogène ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature et aux entretiens avec les entreprises.

> Défis techniques

- **Technologies de très haute température non déployées** : Les technologies utilisant de l'hydrogène pour la production de chaleur à haute ou très haute température sont encore peu matures. Les entreprises qui s'engagent dans l'adaptation de leurs processus doivent être soutenues en matière d'innovation jusqu'à ce qu'un modèle économique viable soit établi.
- **Faible disponibilité de l'hydrogène bas carbone** : Les systèmes de capture de CO2 coûteux et la limitation de la disponibilité du gaz naturel comme ressource fossile, entravent la disponibilité de l'hydrogène bas carbone (fabriqué à partir de gaz naturel et de carbone capturé).
- **Adaptations nécessaires des équipements** : Certains équipements pour la production de chaleur à très haute température nécessiteront des adaptations : remplacement des brûleurs et des tuyaux de combustion par des tuyères d'injection d'hydrogène. En plus de ces équipements, il peut également être nécessaire de remplacer certains équipements auxiliaires, tels que les systèmes de ventilation et de refroidissement.

> Défis économiques

- **Technologie de production d'hydrogène vert très coûteuse** : La production d'hydrogène renouvelable reste encore relativement coûteuse en raison des investissements initiaux élevés (CAPEX), des coûts de l'électricité renouvelable, ainsi que de la complexité opérationnelle, notamment le dimensionnement des électrolyseurs en fonction de la nature intermittente ou non de la production.
- **Peu de projets à des fins de consommation industrielle** : Les projets soutenus par la Région Wallonne en lien avec l'utilisation de l'hydrogène concernent uniquement le



domaine des transports. Le soutien à des projets dans l'industrie permettrait de donner l'exemple et rassurer les industriels dans la faisabilité et la rentabilité des technologies hydrogène.

- **Pas de subsides pour les technologies hydrogène hybrides** : Les subsides pour des équipements hybrides capables de brûler de l'hydrogène et du gaz naturel ne sont pas envisagés, alors que des technologies de transition sont nécessaires pour assurer l'usage des technologies de rupture à plus long terme et stimuler la demande, facteur non négligeable pour assurer la synchronisation entre la production et l'usage d'hydrogène.

› Défis réglementaires

- **Manque de visibilité sur la disponibilité d'hydrogène** : La Wallonie ne dispose pas d'objectif quantifié quant à la production ou l'importation d'hydrogène, ni de vision sur la répartition avec la Flandre pour les objectifs belges. Ainsi, les industriels manquent de vision sur la disponibilité future de l'hydrogène.

› Défis organisationnels

- **Déploiement d'un réseau de transport et de distribution** : La construction d'un backbone d'hydrogène et d'infrastructures de distribution est un élément essentiel pour relier les sites de production aux sites de consommation et encourager l'usage de l'hydrogène comme source d'énergie. Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport et de distribution de l'hydrogène est crucial pour les industriels.
- **Cadre réglementaire commun** : Le développement du cadre réglementaire, notamment celui relatif au transport et à la distribution de l'hydrogène, devra se faire en concertation avec le Fédéral et les autres Régions.
- **Développement de mesures de sécurité** : La sécurité liée à l'utilisation d'un gaz hautement inflammable est un enjeu important pour les industriels. Il est nécessaire de mettre en place des mesures de sécurité pour prévenir les accidents.

4.6. Analyse SWOT

L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associées à l'hydrogène dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.



Tableau 24 - SWOT hydrogène

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• Absence d'émission à la combustion• Source d'énergie stockable facilement• Source d'énergie transportable par pipeline, bateau et camion	<ul style="list-style-type: none">• Coût très élevé par rapport aux alternatives d'origine fossile et proportionnellement à son caractère bas carbone• Production d'hydrogène vert nécessitant une grande quantité d'électricité renouvelable• Technologies en cours de développement et peu matures• Risque d'explosion et de fuites importantes• Présence d'eau dans les fumées de combustion provoquant des problèmes de corrosion de l'acier
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Blending hydrogène/gaz naturel jusqu'à un certain pourcentage• Savoir-faire de la Wallonie grâce à la présence de John Cockerill, fabricant d'électrolyseurs• Présence du VKHylab et attraction d'acteurs à Charleroi• Possibles sources d'hydrogène natif dans le sous-sol wallon à exploiter• Développement de l'hydrogène par plasmalyse hybride par des entreprises wallonnes• Projet de construction d'un réseau de transport d'hydrogène passant en Wallonie	<ul style="list-style-type: none">• Dépendance à l'importation car pas de production locale• Peu de projets pilotes d'utilisation de l'hydrogène au sein de l'industrie• Timing de mise en place de l'infrastructure de transport et distribution crucial pour les industriels



5. Les e-carburants (e-méthane)

5.1. Description

- › Les e-carburants permettent de produire de la chaleur, de l'électricité, de servir comme carburant pour le transport, ou encore dans le traitement de matériaux.

Les **e-carburants (pour électro-carburants)** sont des **carburants de synthèse** (aussi appelés carburants synthétiques) liquides ou gazeux produits à partir de dioxyde de carbone (CO₂) ou de nitrogène (N₂) et d'hydrogène (H₂) issue de l'électrolyse de l'eau. Il existe une grande variété de e-carburants : e-méthane, e-naphta, e-ammoniac, etc. Les e-carburants peuvent être utilisés à des fins **d'usages énergétiques, pour la production de chaleur et d'électricité, et non-énergétiques.**

5.2. Cadre réglementaire et ambitions

Les e-carburants (ou e-fuels) sont classés comme des **carburants renouvelables d'origine non biologique** (de l'anglais *Renewable fuels from non biological origin, RNFBO*) selon la Commission européenne. Le cadre réglementaire autour de l'**utilisation des e-carburants** fait l'objet de nombreux textes, notamment des actes délégués sur les règles de production (Commission européenne, 2023) ou de calculs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (Commission européenne, 2023).

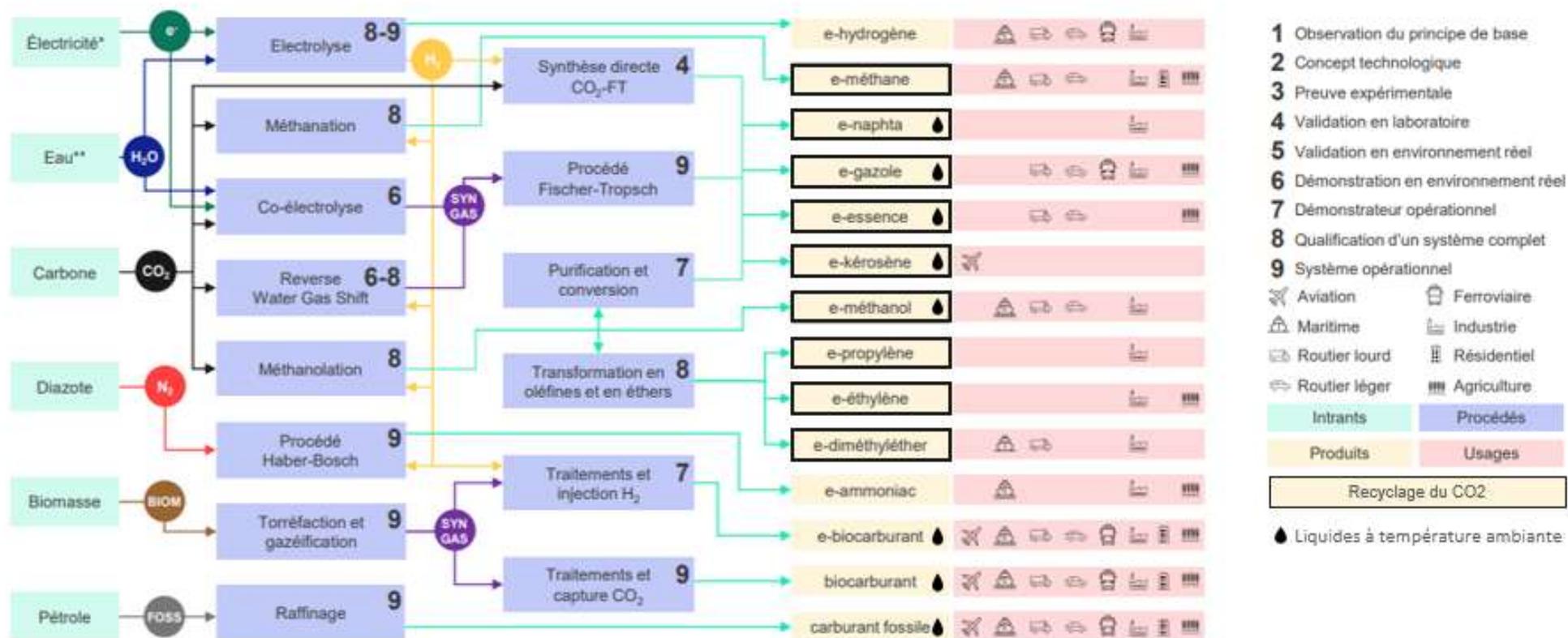
5.3. Etat des lieux

- › Les e-carburants sont pratiquement absents des consommations d'énergie industrielles aujourd'hui.

Les e-carburants font l'objet d'un intérêt croissant dans l'industrie. Comme illustré sur la figure ci-dessous, **en fonction des procédés déployés, le TRL des différentes voies technologiques de synthèse est compris entre 4 et 9**. Les procédés de fabrication des principaux e-fuels sont **globalement matures et leurs rendements sont en cours d'amélioration**. Au niveau mondial, certains e-carburants sont d'ores-et-déjà certifiés et utilisés dans l'industrie mais davantage dans les transports aériens, maritimes et terrestres.



Figure 44 - Présentation des différents types de e-carburants (Sia Partners, 2023)





Défi #EC1 : Les voies de synthèse des e-carburants sont relativement matures mais non déployées. Les rendements doivent encore être améliorés. Les applications les plus répandues des e-carburants sont celles liées au transport, que ce soit dans le domaine aérien, maritime ou terrestre. Les applications sont pour le moment moins orientées vers l'industrie.

5.4. Potentiel

5.4.1. Aperçu des technologies associées aux e-carburants

- › Les e-carburants peuvent servir à la production de chaleur à haute température, d'électricité, comme carburant pour le transport (usages énergétiques), ou encore dans le traitement de matériaux (usages non énergétiques).

Les e-carburants offrent un potentiel considérable pour décarboner le secteur industriel. Les e-carburants peuvent être utilisés à des fins :

- **Énergétiques** : la production de chaleur à haute température et d'électricité et la propulsion des véhicules et des machines (usages énergétiques),
- **Non énergétiques** : le traitement des matériaux notamment dans les secteurs de l'acier, du verre, du ciment, de la chimie et de la métallurgie (usages non énergétiques).

Parmi ces e-carburants, plusieurs peuvent être utilisés dans l'industrie : l'e-méthane, l'e-naphta, l'e-gazole, l'e-méthanol, l'e-propylène, le diméthyléther, l'e-ammoniac et l'e-éthylène. L'e-méthane est la forme la plus courante pour la production de chaleur et d'électricité car il s'agit d'un substitut au gaz naturel.

Tableau 25 - Panorama de technologies d'utilisation des e-carburants et projets (liste non-exhaustive)

Technologies	Catégorie	Opérations	Industries	TRL	Projet en cours (monde)
E-méthanol	Réduction directe du fer	Production de fer	Acier	8	ArcelorMittal, ThyssenKrupp
E-méthanol	Réduction de la température de clinkerisation	Production de ciment	Ciment	6	LafargeHolcim, HeidelbergCement, Vicat
E-méthanol	Production de produits chimiques	Production de produits chimiques	Chimie	6	BASF, Bayer, Dow Chemical
E-méthanol	Réduction de la température de fusion	Production de métaux	Métallurgie	6	Rio Tinto, Vale, BHP
E-méthanol	Réduction de la température de fusion	Production de verre	Verre	6	Saint-Gobain, Pilkington, Guardian Glass
E-méthane	Réduction directe du fer	Production de fer	Acier	4	Hyundai Steel, POSCO, JFE Steel
E-méthane	Réduction de la température de clinkerisation	Production de ciment	Ciment	4	CNBM, Anhui Conch Cement, HeidelbergCement



Technologies	Catégorie	Opérations	Industries	TRL	Projet en cours (monde)
E-méthane	Production de produits chimiques	Production de produits chimiques	Chimie	4	China Petroleum & Chemical Corporation, Sinopec, ExxonMobil
E-méthane	Réduction de la température de fusion	Production de métaux	Métallurgie	4	Vale, Rio Tinto, BHP
E-méthane	Réduction de la température de fusion	Production de verre	Verre	4	AGC, Nippon Sheet Glass, Saint-Gobain
E-ammoniac	Réduction directe du fer	Production de fer	Acier	4	Mitsubishi Heavy Industries, POSCO, ArcelorMittal
E-ammoniac	Réduction de la température de clinkerisation	Production de ciment	Ciment	4	China National Building Material Company, HeidelbergCement, LafargeHolcim
E-ammoniac	Production de produits chimiques	Production de produits chimiques	Chimie	4	Yara, BASF, CF Industries
E-ammoniac	Réduction de la température de fusion	Production de métaux	Métallurgie	4	Rio Tinto, Vale, BHP
E-ammoniac	Réduction de la température de fusion	Production de verre	Verre	4	Saint-Gobain, Pilkington, Guardian Glass

› Le passage aux e-carburants ne nécessite pas d'adapter les équipements.

L'objectif principal des e-carburants est de reproduire des molécules identiques à celles issues de carburants fossiles, mais à partir de composés hydrogène et carbone. Leur avantage est donc de minimiser les modifications nécessaires aux processus industriels. Que la proportion d'e-méthane soit faible ou à 100 %, aucun ajustement n'est nécessaire, que ce soit au niveau du réseau de transport et de distribution du gaz ou des équipements des industries.

Le reste de la section se concentre sur l'**e-méthane** pour la **production de chaleur, cœur de l'étude**.

5.4.2. Perspectives de la demande en e-méthane

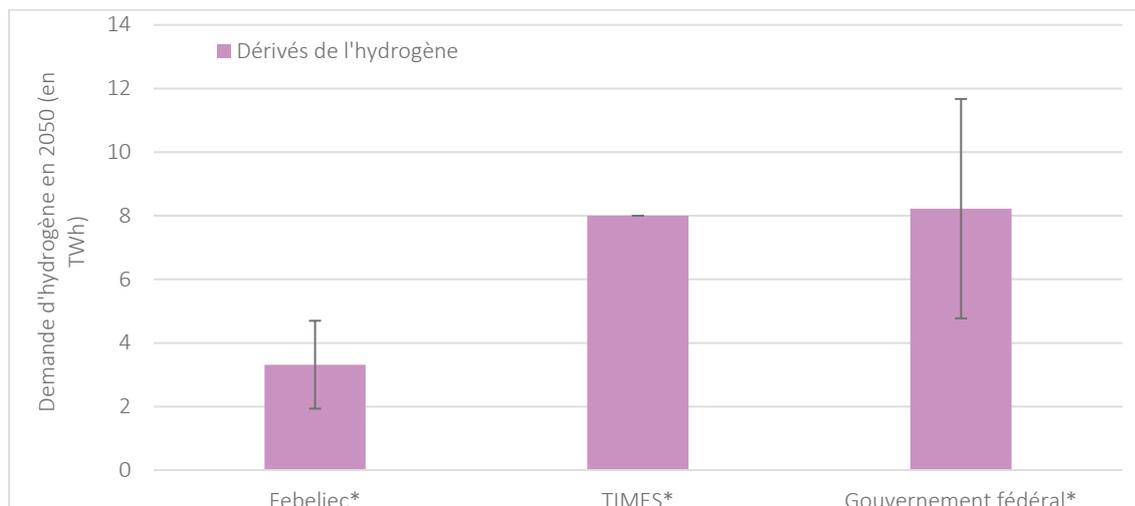
› La demande en e-carburants existe en tant que voie de décarbonation, notamment en e-méthane, mais dépendra principalement de la disponibilité de l'hydrogène bas carbone.

Peu d'études permettent d'évaluer les perspectives de demande en matière d'e-carburants dans l'industrie, la consommation d'hydrogène et de ses dérivés étant souvent comptabilisées ensemble.

Selon TIMES-Wallonie, la consommation énergétique d'e-méthane est estimée à **8 TWh en 2050** dans divers secteurs industriels.

Les scénarios TIMES-Wallonie et Febeliec, ainsi que les ambitions fédérales adaptées à l'échelle de l'industrie wallonne (voir explications dans la note méthodologique du graphique), modélisent la consommation selon différentes contraintes. **Les différents scénarios évaluent une consommation d'e-carburants dérivés de l'hydrogène en Belgique qui pourrait s'élever entre 3,3 et 8,2 TWh en 2050.**

Figure 45 - Consommation finale estimée d'hydrogène et dérivés de l'industrie en Wallonie en 2050 selon différentes sources (SPF Economie, 2022) (VITO & EnergyVille, 2023)



Note méthodologique :

¹ Les données de Febeliec issues de l'étude EnergyVille Perspective 2050, indiquent selon les scénarios une demande d'hydrogène et dérivés (molécules produites à partir d'hydrogène telles que l'e-ammoniac, l'e-méthane, l'e-kérosène, etc.) en Belgique pour l'industrie comprise entre 25,83 TWh et 37,85 TWh. La part de la Wallonie dans la consommation belge d'hydrogène a été estimée proportionnelle à la contribution de la Wallonie au PIB belge, soit 23 %. La part des dérivés a été estimée à 55 % de la consommation totale sur la base de l'estimation réalisée par le Gouvernement fédéral considérant que les molécules dérivées représenteraient entre 40 % à 70 % de la demande en molécules en 2050.

² Les données de TIMES-Wallonie indiquent une consommation d'hydrogène pour l'industrie wallonne de 1,5 TWh en 2050 et de 8 TWh en e-méthane en 2050 dans le scénario Molécule.

³ Le Gouvernement fédéral, dans le rapport "Vision et Stratégie Hydrogène", considère que la consommation d'hydrogène et dérivés tous secteurs confondus en 2050 sera comprise entre 125 et 200 TWh/an en Belgique. En outre, pour la réalisation du graphique, la part de l'industrie dans la consommation a été estimée à 40 % à partir des données du scénario Central de Febeliec.

5.4.3. Perspectives de disponibilité de l'e-méthane

› La disponibilité de l'e-méthane dépendra principalement de la disponibilité de l'hydrogène bas carbone.

La disponibilité des e-carburants est fortement influencée par la disponibilité de ses intrants, notamment l'**hydrogène bas carbone** qui sera importé ou produit localement (voir section dédiée).

A titre d'exemple, selon TIMES-Wallonie, la consommation énergétique d'e-CH₄ apparaît à hauteur de **8 TWh en 2050** uniquement dans le scénario Molécule qui rend possible son **importation** (pas de production locale envisagée) et **limite la capacité de stockage du CO₂**.

Seul un projet de production en Wallonie existe à ce jour. Le projet Columbus, porté par Carmeuse, Engie et John Cockerill, prévoit de produire de l'e-méthane à partir du CO₂ issu de la production de chaux en utilisant un type innovant de four et d'hydrogène vert. La mise en œuvre de ce projet permettrait d'éviter jusqu'à 187 000 tonnes d'émissions de CO₂ par an et de produire 330 GWh par an d'e-méthane (4 % de la consommation selon TIMES-Wallonie).

La disponibilité des e-carburants dépend également de la proximité avec les entreprises capables de fournir les intrants nécessaires à sa production.



Défi #EC2 : La disponibilité des e-carburants dépend de la disponibilité de ses différents intrants, comme l'électricité renouvelable ou l'hydrogène bas carbone. Les grands industriels wallons estiment que si les e-carburants ne sont pas largement accessibles d'ici 2040, d'autres moyens de décarbonation devront être envisagés (électrification, biomasse, hydrogène).

Défi #EC3 : Un des enjeux associés à la production de e-carburants est la mise en relation entre les acteurs capables de fournir les intrants (hydrogène, CO₂, azote, électricité). Si les producteurs d'hydrogène et de CO₂ ne se trouvent pas à proximité l'un de l'autre (entreprises voisines), le développement d'une infrastructure de transport de CO₂ et d'hydrogène, apparaît indispensable.

- › **La concurrence entre les usages risque de réduire la disponibilité des e-carburants pour les industriels.**

Les e-carburants peuvent être utilisés dans divers secteurs tels que **l'industrie, le résidentiel, le transport et la production d'électricité**. En raison des défis techniques et économiques liés à l'électrification des **transports maritime et aérien**, le **potentiel** des e-carburants est nettement **plus important dans ces domaines**. Contrairement à l'industrie, où d'autres alternatives énergétiques peuvent être plus facilement mises en œuvre (électrification, biomasse, hydrogène), les e-carburants offrent une solution viable et nécessaire pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans certains secteurs spécifiques où l'électrification reste impraticable. La quantité de e-carburants disponibles sera donc **partagée entre les différents usages**, et il est encore **incertain** si l'industrie aura **accès à une part significative de ces ressources**.

E. Prix de l'e-méthane

- › **Le prix de l'e-méthane dépend principalement du prix de l'électricité.**

Comme pour la disponibilité, le coût de production des e-carburants, notamment le e-méthane, est fortement dépendant des coûts de ses intrants, à savoir l'hydrogène et l'électricité décarbonée. Ainsi, le coût de l'hydrogène, lui-même fonction du prix de l'électricité, est révélateur du prix des e-carburants sous-jacents qui sont fabriqués.

A titre d'exemple, le modèle TIMES-Wallonie fixe une hypothèse de prix de l'e-méthane importé de **90,60 €/MWh en 2030** et **78,95 €/MWh en 2050**. De manière générale, le coût de revient des e-carburants apparaît **2 à 7 fois plus élevé** en comparaison à leurs équivalents fossiles.

Les coûts de production et le prix de revient dépendent également de la **distance avec les entreprises pouvant fournir les intrants** et donc des éventuels coûts de transport, que ce soit l'hydrogène ou le CO₂.

Défi #EC4 : Le défi majeur lié à l'utilisation des e-carburants réside dans leur coût de production, se répercutant sur le prix payé par les utilisateurs. La technologie ne progressera pas spontanément sans un soutien financier adéquat.



F. Potentiel de l'e-méthane en matière de réduction des émissions de CO2

- › **La transition vers le e-méthane pourrait potentiellement entraîner une réduction des émissions de CO2 de l'industrie d'environ 5 %.**

L'utilisation d'e-méthane entraîne une réduction des émissions de CO2 grâce à l'utilisation d'intrants décarbonés notamment l'hydrogène vert et l'électricité renouvelable ou bas carbone. La directive RED III exige une **réduction minimale des émissions de gaz à effet de serre** des carburants renouvelables d'origine non biologique (*RFNBO*) par rapport à leurs équivalents fossiles de **70 %**.

En faisant apparaître une consommation de 4 TWh (50 % de la demande estimée par TIMES-Wallonie dans le scénario Molécule) avec un facteur d'émission correspondant à 70 % de celui du gaz naturel, il est théoriquement possible de réduire les émissions de l'industrie wallonne d'environ **7 % d'ici 2050** (situation 1 dans le tableau ci-dessous).

En faisant apparaître une consommation de 1.5 TWh (ambitions fédérales rapportée à l'industrie wallonne en proportion du PIB), il est théoriquement possible de réduire les émissions de l'industrie wallonne d'environ **3 % d'ici 2050** (situation 2).

En moyenne, on peut dire que l'é-méthane peut permettre de réduire les émissions de l'industrie wallonne d'environ 5 % d'ici 2050.



Tableau 26 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de e-carburants

Situation	Référence	Année	Gaz naturel			E-méthane			Total	
			Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation de gaz naturel de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (calculé)	Consommation d'e-méthane de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Emissions totales associées à la consommation énergétique totale (ktCO2eq)	Evolution /2020
Situation actuelle	/	2020	0.202	15470	3125	0.061	0	0	8659	
(1) Augmentation de la demande d'e-carburant à hauteur de 4 TWh	50% de la demande évaluée par TIMES-WAL et fourchette basse des scénarios Febeliec	2050	0.202	11470	2317	0.061	4000	242	8047	7%
(2) Augmentation de la demande d'e-carburant à hauteur de 1.5 TWh	Gouvernement fédéral (adapté)	2050	0.202	13970	2822	0.061	1500	91	8401	3%

Note méthodologique : les calculs présentés dans le tableau sont simplifiés et donnent un ordre de grandeur, avec une variance élevée.



5.5. Défis

Plusieurs freins au déploiement des e-carburants ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature et aux entretiens avec les entreprises.

> Défis techniques

- **Disponibilité incertaine** : La disponibilité des e-carburants dépend de la disponibilité de ses différents intrants, comme l'électricité renouvelable ou l'hydrogène bas carbone. Les grands industriels wallons estiment que si les e-carburants ne sont pas largement accessibles d'ici 2040, d'autres moyens de décarbonation devront être envisagés.
- **Connexion nécessaire entre fournisseurs d'intrants locaux et producteurs** : Un des enjeux associés à la production de e-carburants est la mise en relation entre les acteurs capables de fournir les différents intrants (hydrogène, CO₂, azote, électricité). Si les producteurs d'hydrogène et de CO₂ ne se trouvent pas à proximité l'un de l'autre (entreprises voisines), le développement d'infrastructures de transport de CO₂ et/ou d'hydrogène, apparaît indispensable.

> Défis économiques

- **Coûts élevés de production** : Les voies de synthèse des e-carburants sont relativement matures mais non déployées. Les rendements doivent encore être améliorés. Les applications les plus répandues des e-carburants sont celles liées au transport, que ce soit dans le domaine aérien, maritime ou terrestre. Les applications sont pour le moment moins orientées vers l'industrie. Le défi majeur lié à l'utilisation des e-carburants réside dans leur coût de production, se répercutant sur le prix payé par les utilisateurs. La technologie ne progressera pas spontanément sans un soutien financier adéquat.

5.6. Analyse SWOT

L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associés à l'utilisation des e-carburants dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.



Tableau 27 - SWOT e-carburants

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• E-méthane substituable au gaz naturel• E-méthane plus facile à transporter, stocker et distribuer que l'électricité• Permet la valorisation du CO2 capturé• Applications industrielles variées	<ul style="list-style-type: none">• Coûts très élevés et dépendance à la disponibilité de l'hydrogène vert• Dépendance à l'électricité renouvelable ou bas carbone• Mêmes faiblesses que celles associées à l'hydrogène• Faible maturité des applications industrielles
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Mêmes opportunités que pour l'hydrogène et la capture carbone	<ul style="list-style-type: none">• Risque de dépendance à l'importation• Risque que d'autres leviers de décarbonation prennent le dessus• Risque de concurrence avec les usages dans le secteur du transport



6. La biomasse

6.1. Description

- › La biomasse, constituée de différentes sources organiques, permet à la fois la production de chaleur, de gaz et d'électricité.

La biomasse est une source d'énergie considérée comme décarbonée⁵³. La biomasse est issue de la matière organique et se présente sous plusieurs formes : **solide, liquide ou gazeuse**.

Il existe trois grandes familles de biomasse et de valorisation :

- La **biomasse par voie sèche**, également appelée « bois-énergie », est obtenue à partir de bois et ses résidus. La principale méthode de valorisation de cette biomasse est la **combustion**.
- La **biomasse par voie humide** repose sur des matières végétales (autres que le bois), animales, telles que le fumier et le lisier, ainsi que de déchets ménagers, agricoles ou agro-industriels, de boues de stations d'épuration ou de cultures intermédiaires. Ces matières sont ensuite transformées par **méthanisation** en **biogaz** grâce à la digestion anaérobie, composé essentiellement de méthane (CH₄) et de gaz carbonique (CO₂). Un deuxième produit est issu de la méthanisation : le **digestat**, qui peut être utilisé comme amendement agricole.
- Le **biométhane**, obtenu par l'épuration du CO₂ et la compression du biogaz ou à partir du gaz de synthèse (« syngas »)⁵⁴ produit par pyrogazification, est une alternative au méthane (gaz naturel). Le biométhane peut être produit et utilisé sur **le site de production, transporté par voie routière** vers le site de consommation, **injecté dans le réseau de gaz**, ou **transformé en biocarburants gazeux tels que le bio-GNC** (gaz naturel comprimé) ou **bio-GNL** (gaz naturel liquéfié) pour alimenter les véhicules fonctionnant au GNC et au GNL.
- Les **biocarburants liquides**, issus de produits agricoles notamment les céréales telles que le blé et le maïs, ainsi que de betteraves, permettent la production de biodiesel ou de bioéthanol. Ces carburants peuvent être mélangés aux carburants traditionnels d'origine fossile, notamment pour respecter les règles d'incorporation établies par les directives européennes RED II et RED III et le Gouvernement fédéral.

A travers les différentes voies de valorisation, la biomasse peut être utilisée pour produire :

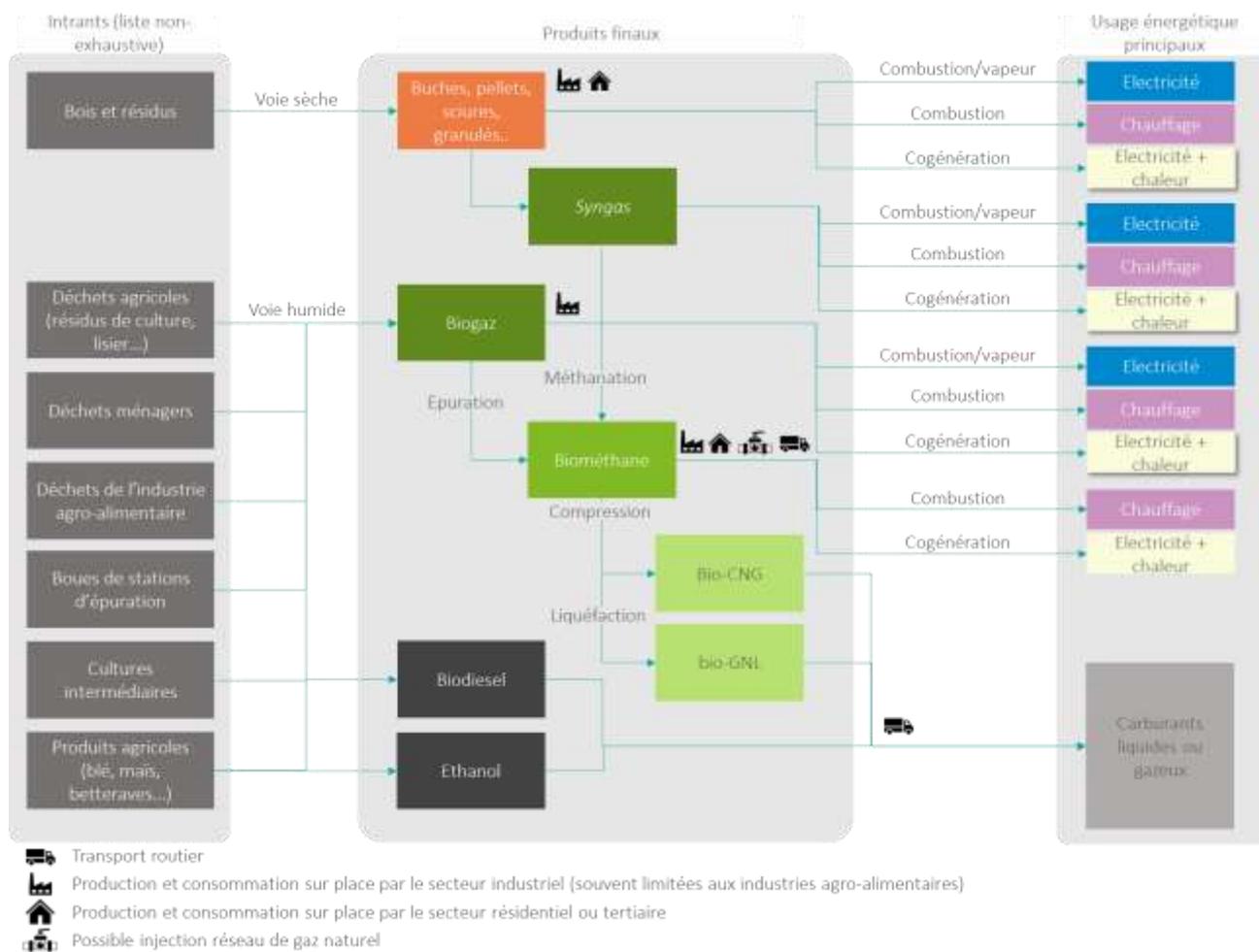
- De la **chaleur** ou de la vapeur **par combustion directe** dans une chaudière. La biomasse peut être brûlée sous forme **solide** (e.g., pellets, buches, ...) ou **gazeuse**. La combustion directe est une technologie **simple et rentable**, mais elle **émet des polluants atmosphériques**, tels que les **particules fines et de l'oxyde d'azote**.
- De l'**électricité**, soit **par combustion** dans un moteur qui actionne un alternateur, soit **par de la vapeur** produite via une chaudière, entraînant ensuite une turbine qui actionne également un alternateur.

⁵³ La biomasse est considérée comme une source d'énergie décarbonée car, malgré le fait que du CO₂ soit relâché lors de la combustion de la biomasse, il s'agit de CO₂ biogénique. Contrairement au CO₂ fossile, le CO₂ biogénique n'ajoute pas de carbone supplémentaire à l'atmosphère, car il est équilibré par le processus de séquestration naturelle. Ainsi, selon les différents standards de comptabilisation, les émissions de CO₂ biogénique ont un PRG (pouvoir de réchauffement global) équivalent à 0 kgCO₂eq/kgCO₂, à l'inverse du CO₂ fossile dont le PRG est de 1 kgCO₂eq/kgCO₂.

⁵⁴ La production de gaz à partir d'électricité, que ce soit de l'hydrogène renouvelable ou du biométhane obtenu à partir de *syngas*, est désignée sous le terme de « *power to gas* ».

- De la **chaleur et de l'électricité (cogénération)**, par les mêmes procédés que la production d'électricité, mais avec un système de récupération de chaleur. Il s'agit du type de valorisation le plus courant en Wallonie.
- Des **biocarburants liquides (bioéthanol, biodiesel)** et **gazeux (bio-GNC, bio-GNL)**. Les biocarburants ne sont pas abordés dans cette étude car ils représentent avant tout une manière de décarboner le secteur des transports plutôt que celui de l'industrie, ainsi tout le potentiel disponible et importé est utilisé pour le transport.

Figure 46 - Schéma représentant les usages énergétiques de la biomasse et les voies de valorisation



6.2. Cadre réglementaire et ambitions

- › **Au niveau de l'Union européenne, des critères de durabilité de la biomasse sont définis. La biomasse figure également au NZIA.**

L'Union européenne fixe des règles d'incorporation de la biomasse dans la consommation de carburants à destination du secteur des transports.

Les différentes directives RED définissent des **critères de durabilité** et de **réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux équivalents fossiles** contrôlant l'utilisation de la biomasse.



Les critères de durabilité font référence à plusieurs notions et articles de la directive :

- Respect de la **hiérarchie des déchets** (article 26) ;
- Élimination progressive des **biocarburants, bioliquides et combustibles issus de cultures destinées à l'alimentation humaine et animale** (1G) présentant un risque élevé d'induire des **changements indirects dans l'affectation des sols** (*Indirect Land Use Change - ILUC*) afin d'atteindre 0 % d'ici 2030 (article 27) ;
- **Protection** des terres de grande valeur en termes de **diversité biologique** et à fort **stock de carbone** (article 29) ;
- Critères **d'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie** (UTCATF) (article 30).

Concernant le biométhane, le **plan européen REPowerEU** définit un objectif de volume de **production annuelle de biométhane durable de 35 milliards de m³ d'ici 2030**, soit 350 TWh. La production actuelle correspond à 12 % de cet objectif (Commission européenne, 2022).

La biomasse est répertoriée parmi les technologies stratégiques du règlement pour une industrie "zéro émission nette", ou "**Net-Zero Industry Act**" qui vise à **accroître la production de technologies propres dans l'UE**.

- › **Au niveau de la Wallonie, seul un objectif de production de chaleur renouvelable à partir de biomasse en cogénération est visé.**

La Wallonie ambitionne d'atteindre **29 % d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique finale** (RES) en 2030 et **15,6 TWh de production de chaleur renouvelable** d'ici 2030 (Gouvernement wallon, 2023). La biomasse participe à ces objectifs avec un objectif de production de chaleur à partir de la biomasse de **7723 GWh et 5385 GWh à partir de biomasse en cogénération**, soit une augmentation de 60 % en moyenne par rapport à 2019.

6.3. Etat des lieux

- › **La biomasse, principalement le bois, représente déjà 13 % de la consommation finale de l'industrie en Wallonie.**

Selon le bilan énergétique de l'industrie, la biomasse sous forme de bois⁵⁵, biogaz et autres types de biomasse représentait en 2020, **13 % de la consommation finale de l'industrie en Wallonie** avec 5,6 TWh sur un total de 42,8 TWh (Tableau 28) (ICEDD, 2020). La consommation de biomasse est couverte en grande majorité par la biomasse bois.

⁵⁵ Bois, sciure de bois, écorces et liqueur noire

Tableau 28 - Extrait du bilan de consommation finale détaillé par secteurs et par sources d'énergie de l'industrie en Wallonie en 2020 en GWh (y compris les usages non énergétiques) (ICEDD, 2020)

	Bois, sciure de bois écorces et liqueur noire	Biogaz	Autre biomasse	Total biomasse	Consommation finale totale
Métallurgie	-	-	-	-	5123
Chimie	29	-	-	29	10779
Minéraux non-métalliques	-	-	1480	1480	13268
Alimentation	561	121	4	686	5456
Papier	1959	34	-	1993	3315
Fabrications métalliques	29	3	-	32	1580
Autres industries	1397	-	-	1397	3270
Total	3975	158	1483	5616	42792

› **Le biogaz wallon est principalement valorisé en cogénération.**

Selon « le Panorama de la Biométhanisation en Wallonie » publié par Valbiom, la Wallonie compte **47 unités de biométhanisation** réparties sur le territoire. Selon la même étude, la **grande majorité des installations (entre 35 et 40) valorisent le biogaz via la cogénération**. La valorisation majoritaire sous forme d'électricité s'explique par le fait qu'il s'agisse de l'usage énergétique soutenu par la Wallonie à travers les Labels de Garantie d'Origine (LGO).

Entre 5 et 10 unités de biométhanisation ont opté pour la **valorisation de leur biogaz via une chaudière (combustion directe)**, potentiellement en raison d'un besoin important de chaleur sur site. La valorisation via chaudière est davantage répandue dans les entreprises agroalimentaires ou les stations d'épuration des eaux usées (les différents types de valorisation sont listés dans la Figure 46 - Schéma représentant les usages énergétiques de la biomasse et les voies de valorisation).

Défi #B1 : L'usage énergétique soutenu actuellement par la Wallonie est la valorisation du biogaz en cogénération à travers le mécanisme de **Labels de Garantie d'Origine (LGO)**. Sachant que la fourniture d'électricité tend à se décarboner grâce à d'autres moyens, il apparaît pertinent de soutenir les autres types de valorisation qui offrent un potentiel de décarbonation significatif pour les industriels.

› **Le biométhane représente moins de 1 % de la consommation finale de gaz en Wallonie.**

La législation wallonne concernant la possibilité d'injection dans le réseau de gaz est parue en 2018. La Wallonie compte aujourd'hui **trois sites injectant du biométhane** situés sur le réseau d'Ores. Ainsi, sur les 47 unités de biométhanisation présentes en Wallonie, seules **6 % ont transformé leur biogaz en biométhane**, démontrant un faible déploiement du biométhane en Wallonie.



En 2021, l'injection de biométhane dans le réseau de gaz a atteint **73,8 GWh**, ce qui équivaut à **moins de 1 % de la consommation finale de gaz naturel en Wallonie**, tous secteurs confondus, y compris l'industrie.

Défi #B2 : L'importance des CAPEX et OPEX associés à la purification du biogaz, d'une part, et le manque de **mécanismes de soutien pour un autre usage que la cogénération**, d'autre part, **freinent la production et l'usage de biométhane en Wallonie**. Par ailleurs, les grandes difficultés pour obtenir des permis pour l'installation d'une unité de biométhanisation et de purification, du fait de la complexité des dossiers et du temps nécessaire, représentent un défi substantiel au développement du biométhane. Ces difficultés sont notamment renforcées par le phénomène NIMBY pour des craintes liées au charroi et à des nuisances olfactives.

Défi #B3 : L'absence d'une filière structurée pour le biométhane (manque d'acteurs de référence, de procédés d'introduction de demande structurés et standardisés) ralentit son déploiement en Wallonie par rapport à ce qui est observé dans les pays limitrophes.

Focus : Une augmentation de la consommation de gaz de mine en Wallonie pourrait permettre de renforcer l'indépendance en matière de gaz naturel importé.

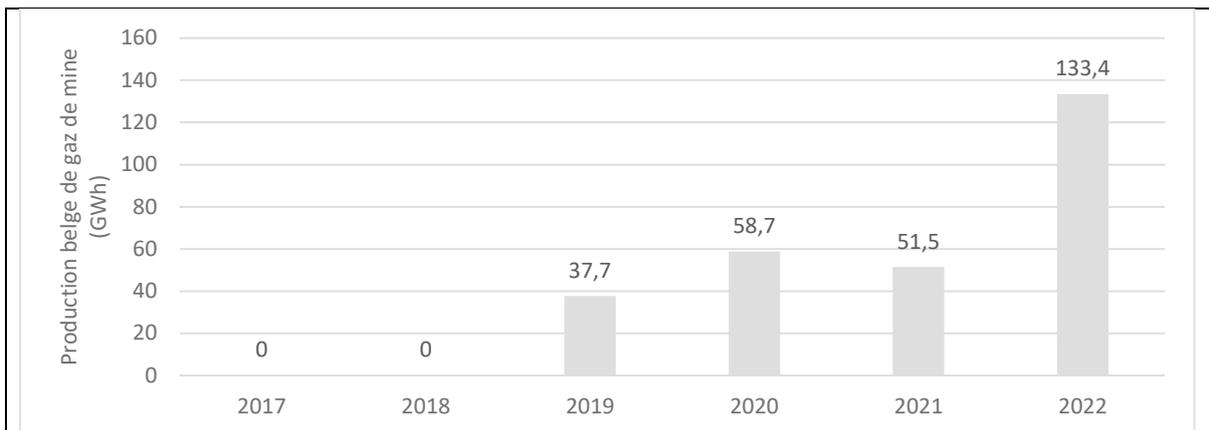
Bien que le gaz de mine ne soit pas biosourcé, il est présenté dans ce focus car il contribue à renforcer l'indépendance énergétique de la Wallonie en lien avec l'objectif du plan *REPowerEU*.

Le gaz de mine représente un **vecteur énergétique local** et plusieurs éléments justifient son exploitation. Une partie de ce gaz, constitué à 90 % de **méthane avec un potentiel de réchauffement global (PRG) près de 25 fois plus élevé que celui du CO₂**, continue à se libérer lentement dans les galeries désaffectées, d'où il peut s'échapper dans l'atmosphère via des conduits naturels ou artificiels. Par ailleurs, exploiter ce gaz permet d'éviter qu'il ne s'accumule dans les mines, **réduisant ainsi les risques d'explosion** (RTBF, 2022).

Depuis 2019, le gaz de mine est extrait pour la production d'électricité en Belgique. La figure ci-dessous Figure 47 présente la production de gaz de mine Belgique entre 2017 et 2022 : en 2022, la production s'élevait à 133 GWh. Le gaz de mine n'est a priori pas disponible en quantité abondante mais son potentiel total est inconnu.

En tant que gaz d'origine fossile, le gaz de mine pourrait **ne pas bénéficier de soutien de l'Europe**, y compris pour les projets de production d'hydrogène par plasmalyse.

Figure 47 - Production de gaz de mine en Belgique de 2018 à 2022 (SPF Economie, 2023)



Défi #B4 : Le potentiel total du gaz de mine en Wallonie reste inconnu, mais il pourrait contribuer à renforcer l'indépendance énergétique, aux côtés de la biomasse.

› Il existe des mécanismes contractuels pour promouvoir l'achat de biométhane, mais ils ne sont pas utilisés à l'heure actuelle en Wallonie.

Les industriels ont plusieurs options pour verdir leur consommation de gaz grâce au biométhane. Ils peuvent :

- Souscrire à un **contrat de biométhane en direct** avec un producteur, *Biomethane Purchase Agreement (BPA)*, pouvant être traduit par « contrat d'achat de biométhane à long terme ». Le *BPA* fonctionne de la même manière qu'un *Power Purchase Agreement (PPA)* mais concerne l'achat et la vente de biométhane sur une période donnée. Comme pour les *PPA*, il existe des contrats de type *corporate BPA* et *merchant BPA* comprenant des garanties d'origine (GO) et des certificats de durabilité. Il n'existe aucun *BPA* en Wallonie à ce jour.
- Opter pour un **contrat de gaz traditionnel**, tout en acquérant des **garanties d'origine (GO)** et potentiellement des **certificats de durabilité**.

Défi #B5 : Inexistants à ce jour en Wallonie, les *BPA* représentent une réelle **opportunité de développer la filière et d'assurer un approvisionnement aux industriels désireux de décarboner leurs procédés**. Il est crucial que la **Région renforce son engagement en faveur des projets de biométhanisation impliquant les industriels**.

6.4. Potentiel

6.4.1. Aperçu des technologies associées à la biomasse

› La biomasse répond à une large gamme de températures industrielles, jusqu'à 1000°C.

En cas d'impossibilité d'envisager l'électrification (généralement car les températures à atteindre sont trop élevées) ou lorsque les équipements sont récents et qu'un nouvel investissement ne peut s'envisager à court terme, les entreprises peuvent également opter pour le **transfert vers des combustibles considérés comme bas carbone, notamment la biomasse**. La biomasse sous ses



différentes formes, permet de répondre à un certain nombre d'applications de chaleur. Les technologies utilisées sont principalement des **chaudières**, **cogénérations** et **fours**. La biomasse peut être utilisée comme **combustible** seul ou mélangé au gaz naturel, le biométhane étant parfaitement substituable au gaz naturel, ou comme **co-combustible**.

- › **La biomasse offre des avantages en termes de CAPEX, mais présente des défis en ce qui concerne sa disponibilité et les coûts d'approvisionnement associés.**

Du point de vue des industries, si la biomasse est disponible en grande quantité et à des prix compétitifs, décarboner un processus industriel en utilisant la biomasse comme combustible est souvent plus simple que de passer à l'électrification. En effet, cela **ne nécessite pas de modifications majeures dans la chaîne de production**, sauf dans le cas de la biomasse solide.

Cependant, dans la plupart des cas, la **disponibilité de la biomasse apparaît problématique** pour les entreprises ne disposant pas de leur propre matière.

- **Biogaz**

L'industrie agroalimentaire et les industries nécessitant le traitement des boues d'épuration ont, dans certains cas, la possibilité de valoriser leurs déchets organiques à travers le processus de biométhanisation afin d'obtenir du **biogaz et potentiellement du biométhane** s'il est purifié. Ce biogaz peut être brûlé dans une **chaudière** ou une **unité de cogénération** moyennant une **adaptation préalable des installations qui devront brûler un gaz moins riche en méthane que le gaz naturel actuel**.

- **Biométhane**

Une deuxième alternative consiste à s'approvisionner ou produire du **biométhane**. Une fois obtenu, le **biométhane étant parfaitement substituable au gaz naturel**, son utilisation ne nécessite **aucun CAPEX supplémentaire** puisqu'il peut être utilisé dans les chaudières et les cogénérations existantes. Les prix du biométhane se révèlent néanmoins **plus élevés que le prix du gaz naturel** et sa disponibilité réduite comme expliqué dans cette section.

- **Biomasse solide (bois)**

Pour la biomasse solide, principalement le bois, **les installations fonctionnant aux combustibles fossiles doivent être adaptées ou remplacées au-delà d'un certain seuil d'utilisation de biomasse**⁵⁶. Le coût initial (CAPEX) est souvent plus élevé que pour les installations fonctionnant aux combustibles d'origine fossile.

Le retrofit d'installations existantes apparaît plus intéressant, lorsque cela est possible. Le retrofit implique le remplacement du brûleur ou la reconfiguration des chambres de combustion, suivis de la mise en place d'un réservoir et d'un espace de stockage.

La biomasse présente une composition et des propriétés variables selon sa source. Cette diversité peut engendrer des réactions lors de la combustion, telles qu'un excès de minéralité ou des émissions de cendres, susceptibles d'altérer la qualité du produit final. Cet aspect doit être pris en compte par les industriels lorsqu'une substitution de leurs combustibles fossiles par de la biomasse est envisagée. La qualité de la biomasse revêt une importance primordiale, ce qui impacte directement son prix.

⁵⁶ Par exemple, lorsque la biomasse est utilisée comme combustible, jusqu'à un certain seuil, il n'est pas nécessaire de modifier l'équipement.



6.4.2. Perspectives de la demande en biomasse

› La demande de biomasse pour l'industrie en Wallonie demeure largement incertaine.

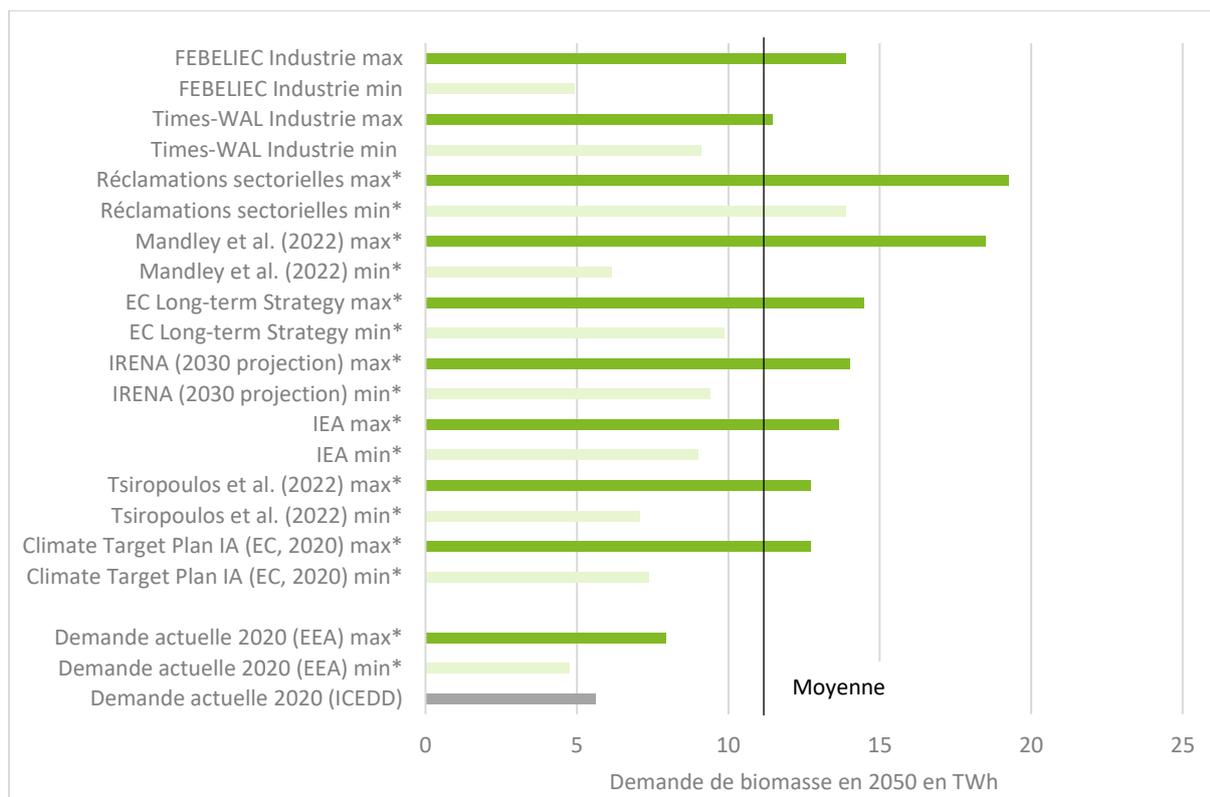
Les projections de la demande et de l'approvisionnement de biomasse varient considérablement parmi les nombreuses études existantes sur le sujet. Les graphiques ci-dessous, issus du **rapport de l'Agence européenne pour l'environnement** publié en 2023, répertorient les résultats des différentes études d'évaluation de la demande de biomasse et de l'approvisionnement de biomasse en Europe. Les données ont été ajustées afin de resserrer le potentiel à l'industrie wallonne en utilisant la contribution de la Wallonie au PIB européen (0,8 %) ainsi que la part de l'industrie dans la consommation finale de la Wallonie (35 %).

À partir de la Figure 48, on observe que la moyenne des différentes études concernant la demande de biomasse rapportée à l'industrie wallonne est d'environ **11,5 TWh**, se situant au niveau de la fourchette haute de TIMES-Wallonie. En effet, le résultat minimal dans TIMES-Wallonie est atteint avec le scénario Molécules avec 9,1 TWh. Le résultat maximal est atteint dans le scénario 2GW avec 11,5 TWh.

Dans l'ensemble, les variations sont significatives entre les études avec un **minimum à 4,8 TWh et un maximum à 19,3 TWh** indiquant un **degré élevé d'incertitude** autour de la demande projetée de biomasse en 2050 dans l'industrie.

Les hypothèses varient considérablement entre les modèles de **demande**. Certaines études indiquent une **possible dépendance aux importations pour répondre à la demande, avec des projections d'augmentation des importations de biomasse allant de 4 % à 60 %** (Mandley et al., 2022). D'autres études (par exemple Tsiropoulos et al., 2022 ; CE, 2020) suggèrent que cette augmentation de la demande pourrait être couverte, après 2030, par un **changement d'utilisation des terres nationales en faveur de la croissance de cultures lignocellulosiques** avancées et à haute énergie, pour remplacer les cultures alimentaires et fourragères actuelles utilisées pour la production de biocarburants. Cependant, **un certain nombre de facteurs susceptibles d'influencer la demande de biomasse ne sont pas examinés en détail dans la littérature**, notamment la **compétition entre la production d'énergie et les cultures alimentaires, l'utilisation des terres, les changements d'affectation des terres et foresterie (LULUCF), les émissions et les puits de GES, ainsi que la sécurité alimentaire et les prix des denrées alimentaires.**

Figure 48 - Projections de la demande de biomasse pour un usage énergétique et pour un usage de matériaux d'origine biologique (European Environment Agency, 2023) (ICEDD, 2023)



Note méthodologique : les données sont issues du rapport de l'Agence européenne pour l'environnement « The European biomass puzzle. Challenges, opportunities and trade-offs around biomass production and use in the EU » basé sur de multiples sources. * Les données couvrent le potentiel européen ou belge, tous secteurs confondus. Les données ont donc été ajustées afin de resserrer le potentiel à l'industrie wallonne en utilisant la contribution de la Wallonie au PIB européen (0,8 %) ainsi que la part de l'industrie dans la consommation finale de la Wallonie (35 %).

Tableau 29 - Evolution de la consommation de biomasse entre 2020 et 2050 selon différentes sources. (ICEDD, 2023) (European Environment Agency, 2023) (VITO & EnergyVille, 2023)

TIMES 2050	Moyennes de différents modèles de demande (Figure 48)	Febeliec
455 % - 565 %	21 % et 61 %	80 % - 228 %

Durant les consultations, les parties consultées ont mis en évidence une considération excessive de la biomasse par le modèle TIMES, soulignant le caractère critique de la disponibilité de la biomasse durable dans la démarche de décarbonation et la concurrence entre acteurs et secteurs (Voir Partie C 3.4Résultatset 3.5 - Résultats).

6.4.3. Perspectives d'approvisionnement en biomasse

- › Le renforcement des critères de durabilité de la biomasse bois devrait réduire la disponibilité de ce type de biomasse.

L'utilisation de la biomasse solide à des fins énergétiques soulève, de manière générale, la question de sa disponibilité à l'échelle de l'Europe et de sa durabilité. A titre d'exemple, RED III liste de manière claire la hiérarchie qui doit être respectée pour l'utilisation de la biomasse bois et l'octroi des aides financières associées selon l'ordre suivant : produits à base de bois ; allongement de la durée de vie des produits à base de bois ; réutilisation ; recyclage ; bioénergie ; et élimination.



› **Le potentiel d'approvisionnement en biomasse locale et importée pour l'industrie en Wallonie demeure largement incertain.**

Toujours selon les perspectives du **rapport de l'Agence européenne pour l'environnement** reproduites à l'échelle de la Wallonie dans la Figure 48 on observe que les variations sont significatives entre les études avec un **minimum à 5,4 TWh et un maximum à 25,0 TWh** indiquant un **degré élevé d'incertitude** autour de la fourniture projetée de biomasse en 2050.

Le potentiel d'approvisionnement correspond à **une augmentation de près de 50 %⁵⁷** en comparaison à la **consommation actuelle de biomasse** au sein de l'industrie.

Comme pour les études basées sur la demande de biomasse, les études basées sur l'approvisionnement démontrent des résultats variables. Par exemple, l'approvisionnement projeté dans l'étude de CE Delft (2019) varie de 13,4 à 25 TWh. Les variations entre études s'expliquent de différentes manières notamment par la **distinction entre le "potentiel durable" et le "potentiel technique durable"**. Les **différences de croissance de l'approvisionnement en biomasse forestière et agricole** permettent également d'expliquer les divergences.

Pour le biogaz et le biométhane plus spécifiquement, selon une étude menée par Valbiom pour le compte de gas.be, le potentiel réaliste⁵⁸ de biogaz, repris dans le PACE, s'élève à **7,7 TWh**. Cela représente environ **49 % de la consommation finale actuelle de gaz naturel au sein de l'industrie**, et **25 % de la consommation finale actuelle de gaz naturel de toute la Wallonie⁵⁹**.

Comme pour les projections de demande en biomasse, de nombreuses études n'explorent pas en détail les **impacts potentiels** associés à la compétition entre la production d'énergie et les cultures alimentaires, à l'utilisation des terres, aux changements d'utilisation des terres et à la foresterie (LULUCF), aux émissions et aux puits de GES, ou encore à la protection et à la restauration de la nature.

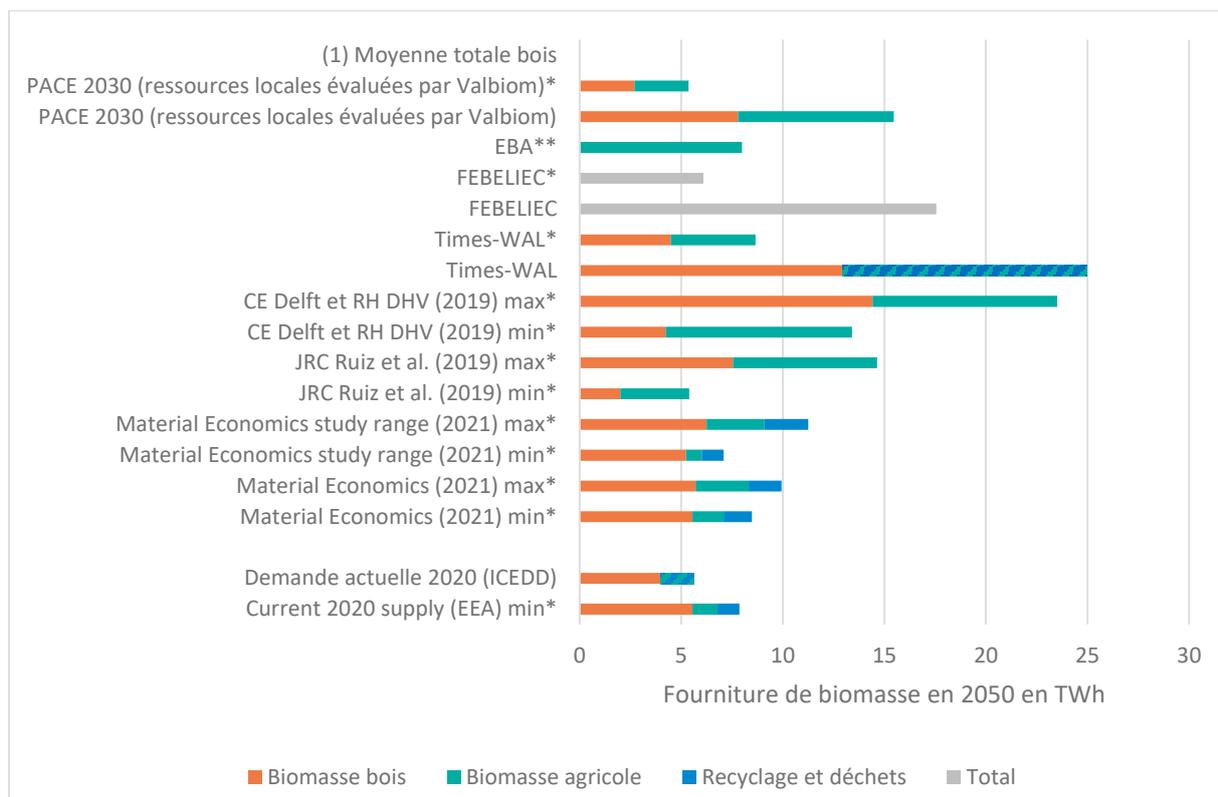
⁵⁷ Consommation de biomasse actuelle dans l'industrie (5616) / (Moyenne potentiels bois (6,3) + moyenne potentiels agricole et recyclage & déchets (5,7)) = 53 %

⁵⁸ Le potentiel réaliste se base sur le potentiel théorique amélioré de la Belgique auquel on applique des coefficients de mobilisation permettant de tenir compte des conflits d'utilisation et des limites techniques, sociales, agronomiques ou environnementales. Le potentiel théorique se base sur toutes les matières, essentiellement résiduelles, existantes à ce jour. Le potentiel théorique amélioré ajoute, au potentiel théorique, des matières qui n'existent pas à ce jour, mais qui pourraient être produites sans conflit avec les usages déjà existants (potentiel théorique amélioré). C'est notamment le cas des CIVEs dont les pratiques ne sont pas encore répandues, mais dont le potentiel est à développer.

⁵⁹ Numérateur : biogaz localement disponible = 7,7 TWh

Dénominateur : Consommation finale énergétique de gaz naturel de la Wallonie = 15,470 TWh y compris les usages non énergétiques
Consommation finale énergétique de la Wallonie = 30,57 TWh y compris les usages non énergétiques

Figure 49 – Projections sur les gisements locaux potentiels pour l’approvisionnement en biomasse en 2050 (European Environment Agency, 2023) (ICEDD, 2023)



Note méthodologique : les données sont issues du rapport de l’Agence européenne pour l’environnement « The European biomass puzzle. Challenges, opportunities and trade-offs around biomass production and use in the EU » basé sur de multiples sources. * Les données couvrent le potentiel européen ou belge, tous secteurs confondus. Les données ont donc été ajustées afin de resserer le potentiel à l’industrie wallonne en utilisant la contribution de la Wallonie au PIB européen (0,8 %) ainsi que la part de l’industrie dans la consommation finale de la Wallonie (35 %).

Pour les données de TIMES-Wallonie : se référer au Tableau 2 « Potentiels de biomasse utilisés pour les scénarios TIMES ».

Défi #B6 : La biomasse étant une ressource limitée, son utilisation peut entraîner des tensions en matière d’approvisionnement. L’incertitude concernant les gisements disponibles soulève des questions sur la manière dont l’approvisionnement sera structuré et priorisé, notamment en matière d’affectation des terres agricoles.

6.4.4. Coûts de la biomasse

› Le coût de la biomasse varie en fonction de son type, la biomasse bois étant la ressource la plus coûteuse.

Le coût de la biomasse bois varie de 30 à 50€/MWh (ICEDD, 2023). La biomasse utile à la production de biogaz varie de 0 à 30€/MWh selon le type de biomasse mobilisable (déchets méthanisables, sous-produits agricoles, ...).

D’après les entretiens menés dans le cadre de l’écriture de ce rapport, il ressort que la biomasse représente un coût notable, notamment en raison de l’impératif de respecter un certain niveau de qualité.

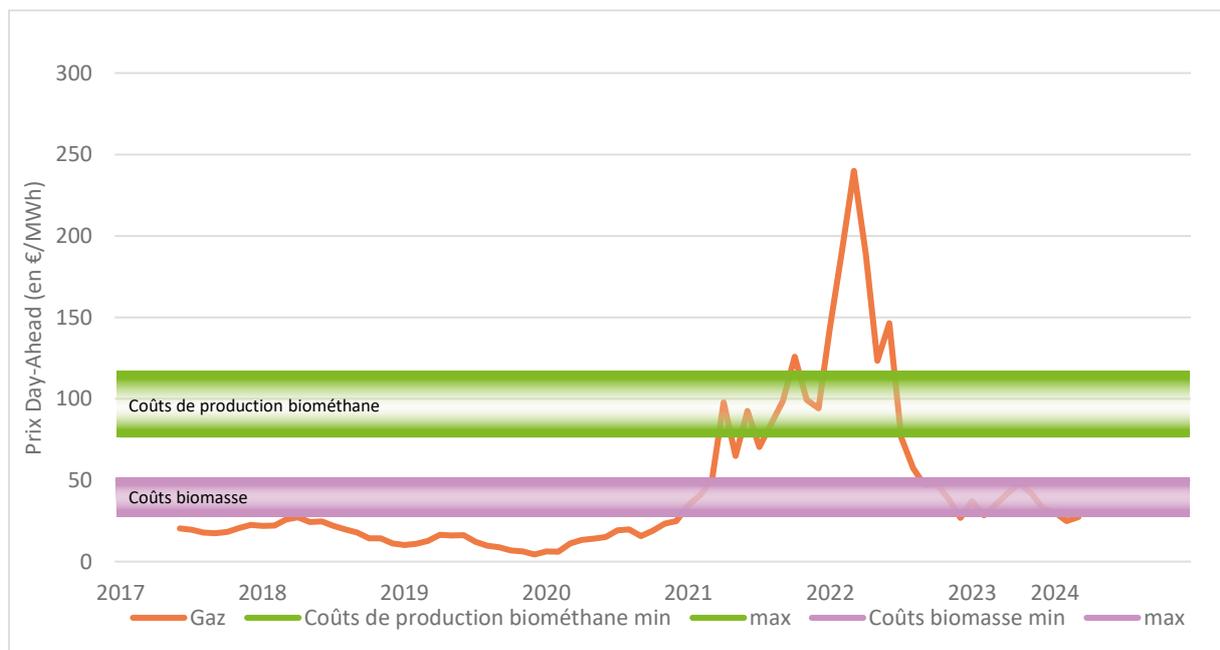


Le renforcement des critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux équivalents fossiles dans la dernière directive RED III pourrait en outre entraîner une augmentation des prix.

› La production de biométhane se situe aux alentours de 90€/MWh.

Le coût de production du biométhane varie en fonction du **type d'intrants**, de la **taille des unités**, ainsi que des **aides reçues pour la production**. La transformation du biogaz en biométhane nécessite des infrastructures spécifiques telles des équipements de purification onéreux à installer et à exploiter, expliquant des coûts significatifs. Le rapport de Valbiom de 2019 présente un coût de production allant de 78 à 115€/MWh en fonction de la taille de l'installation (Valbiom, 2019). Un rapport d'ENGIE de 2021 présente un coût du biométhane aux alentours de 90€/MWh (Engie, 2021). En dehors de la crise énergétique, les coûts de production du biométhane sont en moyenne 4 à 5 fois plus élevés que les **prix du gaz naturel sur le marché de gros**. Quant à l'ampleur du coût final du biométhane pour le consommateur, il est difficile à évaluer aujourd'hui puisque la production est faible en Wallonie. Par ailleurs, le coût final du biométhane dépendra largement des mécanismes de support qui seront mis en place dans le futur.

Figure 50 - Comparaison des fourchettes de coûts de production du biométhane et du coût de la biomasse par rapport à l'évolution des prix du gaz naturel en Europe (Dutch TTF) de 2017 à 2023. (en €/MWh) (Investing.com, 2024) (Valbiom, 2019) (Engie, 2021)



Défi #B7 : En plus d'être coûteux, le **processus de production de biométhane représente une difficulté en matière de compétences**. Si les agriculteurs disposent des équipements nécessaires pour produire du biogaz de qualité, **les aspects liés à la purification et à la gestion énergétique sortent souvent de leurs compétences**.



6.4.5. Potentiel de la biomasse en matière de réduction des émissions de CO₂

› Les émissions de CO₂ issues de la combustion de la biomasse sont considérées comme nulles.

Les facteurs d'émission de combustion du biométhane et de la biomasse solide sont respectivement de 0,002 et 0,000 kgCO₂eq par kWh selon l'ADEME. Le facteur d'émission associé au gaz naturel est lui de **0,244 kgCO₂eq par kWh de gaz naturel consommé** (ADEME, 2022).

Tableau 30 - Facteurs d'émission de la biomasse en comparaison au gaz naturel (ADEME, 2022)

Combustible	Emissions combustion PCI)	amont & (kgCO ₂ e/kWh	Source
Gaz naturel	0,202		ADEME 2022 (Europe)
Biométhane	0,002		ADEME 2022 (Biométhane - injecté dans les réseau - mix moyen, France continentale)
Biomasse bois	0,000		ADEME 2022 (moyenne de différents types de biomasse bios, France continentale)

L'approvisionnement, la méthanisation et la combustion de la biomasse entraînent des émissions de gaz à effet de serre et d'autres particules fines (voir facteurs d'émission dans le Tableau 30). Cependant, le cycle complet du carbone de la biomasse réduit considérablement les émissions totales puisque la biomasse absorbe du CO₂ lors de sa croissance.

Concernant particulièrement le biogaz et le biométhane, les intrants présentent tous des empreintes carbonées différentes. Les intrants du biogaz et du biométhane sont le plus souvent de déchets, leur empreinte est donc généralement considérée comme faible. Dans certains cas, l'utilisation de biogaz et biométhane comme source d'énergie **permet même d'éviter des émissions**. Par exemple, l'épandage du fumier émet généralement plus de gaz à effet de serre que son utilisation en biométhane. L'utilisation de **biométhane** est **comptabilisée comme neutre en carbone** dans le cadre de l'UE ETS.

En ce qui concerne la **biomasse solide**, elle est souvent produite en petites quantités, ce qui nécessite son transport par voie routière et son stockage, **augmentant ainsi son empreinte environnementale**.

En revanche, il est à noter que la combustion de biomasse pose question en matière d'émissions de particules fines.

› La biomasse pourrait permettre de réduire théoriquement les émissions de CO₂ de l'ordre de 10 %.

En faisant varier la consommation de biomasse selon différentes hypothèses, le maximum de réduction des émissions de CO₂, à savoir 26 %, est atteint lorsque le potentiel de biomasse est pleinement exploité (situation 3 dans le tableau ci-dessous). Ce potentiel maximum de biomasse est ici défini en allouant à l'industrie une part de biomasse proportionnelle à la consommation énergétique finale de l'industrie par rapport aux autres secteurs dans le bilan énergétique de la région. Cette réduction des émissions équivaut à une augmentation de la consommation de biogaz/biométhane de près de 3 000 % et de 159 % pour la biomasse solide.

De manière plus réaliste, **une augmentation de la consommation de biomasse** (solide et biogaz/biométhane) **de 20 % en remplacement du gaz naturel** permettrait de **réduire de 12 % les émissions de CO₂ dans l'industrie** (situation 4 dans le tableau ci-dessous). Il s'agit de la fourchette basse de l'évolution de la biomasse selon l'ensemble des sources du rapport de l'Agence européenne pour l'environnement (voir Figure 48 - Projections de la demande de biomasse pour un usage énergétique et



pour un usage de matériaux d'origine biologique (et Figure 49). Une **augmentation de l'ordre de 200 %** entraînerait une **réduction de 19 % des émissions de CO2 de l'industrie** (situation 5). Il s'agit de la fourchette haute de l'évolution de la biomasse selon l'ensemble des sources EEA adaptées.

Pour tenir compte des incertitudes concernant la disponibilité de la biomasse, une réduction intermédiaire des émissions de CO2 aux alentours de 10% semble plus réaliste. A ce titre, selon **l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE)**, la biomasse pourrait contribuer à près de **5 % des réductions mondiales des émissions de CO2 d'ici 2050**, tous secteurs confondus.



Tableau 31 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de la biomasse

Situation	Référence	Année	Gaz naturel		Biométhane/biogaz			Biomasse solide		Total			
			Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation de gaz naturel de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (calculé)	Consommation de biogaz/biométhane de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (calculé)	Consommation de biomasse solide de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Emissions totales (ktCO2eq)	Evolution /2020
Situation actuelle		2020	0.202	15470	3125	0.002	158	0	0.000	3975	0	8659	
(1) Augmentation de la conso de biométhane à hauteur de son potentiel théorique maximum dédié à l'industrie en remplacement du gaz naturel (+3000 %)	Moyenne sources EEA à l'échelle de l'industrie wallonne	2050	0.202	10392.36	2099	0.002	5236	8				7595	12%
(2) Augmentation de la conso de biomasse solide à hauteur de la moyenne des sources de l'EEA en remplacement du gaz naturel (+159 %)	Moyenne sources EEA à l'échelle de l'industrie wallonne	2050	0.202	9655	1950				0.000	5815	0	7438	14%



(3) : (1)+(2)	Combinaison	2050	0.202	4420	893	0.002	5236	8	0.000	5815	0	6389	26%
(4) Augmentation de la conso de biomasse de 20 % en remplacement du gaz naturel	Fourchette basse de l'ensemble des sources EEA	2050	0.202	10700	2161	0.002	190	0	0.000	4770	0	7649	12%
(5) Augmentation de la conso de biomasse de 200 % en remplacement du gaz naturel	Fourchette haute Febeliec	2050	0.202	7520	1519	0.002	316	0	0.000	7950	0	7007	19%

Note méthodologique : les calculs présentés dans le tableau sont simplifiés et donnent un ordre de grandeur, avec une variance élevée. Les calculs ne tiennent pas compte des différences d'efficacité énergétique entre les substitutions.



6.5. Défis

Plusieurs freins au déploiement de l'usage de la biomasse ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature et aux entretiens avec les entreprises.

› Défis techniques

- **Limitation de la disponibilité de la biomasse** : La biomasse étant une ressource limitée, son utilisation peut entraîner des tensions en matière d'approvisionnement. L'incertitude concernant les gisements disponibles soulève des questions sur la manière dont l'approvisionnement sera structuré et priorisé, notamment en matière d'affectation des terres agricoles.

› Défis économiques et réglementaires

- **Faible soutien au biométhane** : L'usage énergétique soutenu actuellement par la Wallonie est la valorisation du biogaz en cogénération à travers le mécanisme de Labels de Garantie d'Origine (LGO). Sachant que la fourniture d'électricité tend à se décarboner grâce à d'autres moyens, il apparaît pertinent de soutenir les autres types de valorisation qui offrent un potentiel de décarbonation significatif pour les industriels.

› Défis réglementaires

- **Lenteur du processus de *permitting*** (biogaz/biométhane) : les difficultés pour obtenir des permis pour l'installation d'une unité de biométhanisation et de purification, du fait de la complexité des dossiers et du temps nécessaire, représentent un défi substantiel au développement du biométhane. Ces difficultés sont notamment renforcées par le phénomène NIMBY par crainte du charroi et de nuisances olfactives notamment.

› Défis organisationnels

- **Absence de filière structurée** : L'absence d'une filière structurée pour le biométhane (manque d'acteurs de référence, de procédés d'introduction de demande structurés et standardisés) ralentit son déploiement en Wallonie par rapport à ce qui est observé dans les pays limitrophes.
- **Compétences associées à la production de biométhane** : En plus d'être coûteux, le processus de production de biométhane représente une difficulté en matière de compétences. Si les agriculteurs disposent des équipements nécessaires pour produire du biogaz de qualité, les aspects liés à la purification et à la gestion énergétique sortent souvent de leurs compétences.
- **Les BPA comme moyen de soutenir la filière** : Inexistants en Wallonie, les BPA représentent une réelle opportunité de développer la filière et d'assurer un approvisionnement aux industriels désireux de décarboner leurs procédés. Il est crucial que la Région renforce son engagement en faveur des projets de biométhanisation impliquant les industriels.



6.6. Analyse SWOT

L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associés à la biomasse dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.

Tableau 32 - SWOT biomasse

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• Disponibilité de technologies matures et commercialisées pour des températures allant jusqu'à 1000°C• Retrofit possible des installations existantes pour la biomasse solide ou le biogaz• Substituabilité du biométhane (pas de CAPEX)• Faibles émissions de la biomasse en considérant le cycle de vie• Biométhane considéré comme neutre en carbone sous l'<i>ETS</i>• Plus facile à transporter, stocker et distribuer en comparaison à l'électricité	<ul style="list-style-type: none">• Potentielle altération du produit final (nécessite un niveau de qualité spécifique au procédé industriel)• Disponibilité limitée voire inexistante du biométhane en Wallonie pour le moment• Charroi nécessaire pour déplacer la biomasse solide à l'origine de polluants atmosphériques• Compétition entre secteurs / Conflits d'usage• Utilisation des terres
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Potentiel de biométhane encore largement inexploité en Wallonie• Potentiel de gaz de mine à évaluer	<ul style="list-style-type: none">• Incertitudes quant à la disponibilité de la biomasse bois durable à des coûts compétitifs• Obstacles liés aux procédures de permis et d'incitations financières pour l'installation d'unités d'injection de biométhane en Wallonie



7. La capture, l'utilisation ou le stockage du carbone

7.1. Description

Les piliers fondamentaux de la réduction des émissions de CO₂ que sont l'efficacité énergétique, les carburants alternatifs et l'électrification ne permettent pas d'atteindre des émissions nettes nulles, notamment en raison d'émissions incompressibles de processus. Ils nécessitent d'être complétés par d'autres stratégies pour parvenir à une neutralité carbone complète.

La **capture et l'utilisation/le stockage du carbone**, aussi appelé CCUS, jouera ainsi un rôle crucial dans la réduction des émissions à long terme, en particulier :

- dans les procédés dont la réduction des émissions n'est pas réalisable par d'autres moyens,
- pour les émissions qui ne sont pas liées à la consommation énergétique, c'est-à-dire pour les émissions de procédés hors énergie.

7.2. Cadre réglementaire et ambitions

› Le CO₂ stocké n'apparaît pas encore dans le cadre réglementaire de l'UE ETS.

La proposition de directive modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union (Commission européenne), atteste que les émissions de CO₂ stockées ou utilisées ne peuvent pas faire l'objet de rétribution des quotas d'émissions, au risque de diminuer le prix des quotas aux enchères et d'avoir un effet rebond négatif sur les efforts de décarbonation des autres industries qui verraient le prix de la tonne de CO₂ baisser.

Cependant, ce cadre n'est pas encore défini et la réforme de l'ETS de l'Union européenne est en cours. La Commission prévoit d'explicitier la comptabilisation des émissions négatives dans le système ETS d'ici 2026.

L'ETS finance en outre l'*Innovation Fund* qui soutient le développement de projets de CCUS en Europe, notamment en Wallonie.

› A travers le NZIA, l'Europe vise le développement de la capacité de stockage du CO₂ à hauteur de 50 millions de tonnes par an d'ici 2030.

La Commission européenne fournit un cadre réglementaire pour le transport et le stockage du CO₂ par le biais de la **directive 2009/31/CE** relative au stockage géologique du dioxyde de carbone.

La Commission européenne a publié un règlement en juin 2024 appelé "*Net-Zero Industry Act*" (NZIA), visant à renforcer l'écosystème européen de **fabrication de produits** technologiques à faibles émissions de carbone (Commission européenne, 2024). La proposition prévoit de **développer la capacité de stockage du CO₂ pour atteindre une capacité d'au moins 50 millions de tonnes par an** d'ici à 2030. La proposition de règlement comprend également des **mesures pour établir un marché unique des services de stockage du CO₂** et **améliorer les données géologiques** sur les sites de production de pétrole et de gaz et les projets de capture de CO₂.



- › **La Wallonie aspire à devenir un acteur clé dans le transport, la distribution et la valorisation du CO2. Le cadre réglementaire est en cours de construction, notamment le décret du transport du CO2.**

En Belgique, la **responsabilité du développement de la CCUS** se partage entre les **Régions**, responsables du développement des CCUS, et le **Fédéral** qui est responsable de certains aspects de la coopération internationale et des pipelines *offshores*.

La Wallonie aspire à devenir un acteur clé dans le transport, la distribution et la valorisation du CO2. La Wallonie souligne, dans le PACE, les **moyens financiers** et **l'approche stratégique globale** qui seront nécessaires, notamment en ce qui concerne l'affectation future de réseaux de transport, le maillon faible dans le contexte de la CCUS.

Le Parlement wallon a **adopté un projet de décret relatif au transport du CO2 en Wallonie en février 2024** qui vise à établir un cadre juridique et administratif pour permettre le développement du transport du CO2 (réseau et conduites directes). Le texte prévoit une **régulation de la gestion et de l'accès au réseau de transport de CO2** par canalisations à la fois pour la CCS et la CCU, et pose les principes de base des terminaux de liquéfaction de CO2. Le texte prévoit également **qu'un gestionnaire unique sera sélectionné pour le réseau de transport du CO2** avec une possibilité d'exploiter des ramifications locales. Des conduites directes pourront également être autorisées dans certaines circonstances. Enfin, **le projet de décret désigne la CWaPE comme régulateur** (Gouvernement Wallon, 2024)⁶⁰. Ce décret a ensuite été adopté le 27 mars 2024 par le Parlement Wallon.

Les émetteurs qui capturent le CO2, les utilisateurs de ce CO2 et les exploitants de sites de stockage devraient pouvoir compter sur un **réseau de transport de CO2 transfrontalier opérationnel** à accès ouvert. Les réseaux de CO2 ne sont actuellement pas réglementés au niveau de l'UE. Pour remédier à cela, des **accords de coopération** ont déjà signés entre la Wallonie et la Flandre, les Pays-Bas, le Danemark et bientôt la Norvège.

Défi #CC1 : Le développement de la filière CCUS requiert une stratégie coordonnée et une collaboration étroite entre les Régions, le Fédéral, ainsi qu'entre les Etats membres.

Défi #CC2 : L'incertitude découlant du cadre juridique incomplet de la CCUS entrave le développement de la filière et freine la concrétisation des projets par les industriels.

7.3. État des lieux

- › **Le développement de la CCUS est aujourd'hui au stade de projets pilotes en Belgique et n'est pas encore déployé à grande échelle faute de modèle commercial robuste.**

Le développement des technologies de CCUS est encore à un **stade préliminaire**. **Des projets pilotes en Belgique et en Wallonie** offrent des **exemples concrets des progrès réalisés** dans ce domaine (voir Tableau 33).

⁶⁰ <https://henry.wallonie.be/home/communiqués-de-presse/presses/le-transport-de-co2-bientôt-regulé-en-wallonie.html>



Tableau 33 - Projets de CCUS en cours en Belgique

Projet	Type	Capacité à terme (MtCO ₂ /an)
Anthemis	Capture & Stockage	0,80
GO4ZERO	Capture & Stockage	1,00
Columbus	Capture & Utilisation	0,19
Leilac-1	Capture & Stockage	0,02
CO2ncrEAT	Capture & Utilisation	0,02

Un aperçu de la localisation des projets de CCUS en Wallonie est visible dans la section Opportunités et défis pour la Wallonie.

7.4. Potentiel

7.4.1. Aperçu des technologies associées à la capture du carbone, son transport, sa séquestration et son utilisation

Les technologies associées à la capture du carbone, son transport, sa séquestration et son utilisation doivent être décomposées.

G. Capture

- › **L'absorption chimique est la technologie de capture dominante et la seule qui soit aujourd'hui utilisée à grande échelle.**

Les technologies de capture permettent de capturer **plus de 90 % du CO₂ émis** par un processus industriel.

La capture du CO₂ peut être effectuée au niveau des **procédés industriels émetteurs** de CO₂ (capture pré ou post combustion, capture oxychimique) ou **directement depuis l'atmosphère (*Direct Air Capture*)**.

Plusieurs **technologies de séparation du CO₂** existent à des degrés de maturité et de coûts différents. Les catégories de technologies sont :

- Absorption chimique
- Séparation physique
- Séparation par membrane
- Boucle solide
- Séparation directe
- Supercritical CO₂ power cycles

Ces technologies sont présentées dans le tableau ci-dessous.


 Tableau 34 - Technologies de séparation du CO₂ (Global CCS Institute, 2021) (AIE, 2021) (Global CCS Institute, 2021)

Catégorie	Technologie	Industries	TRL	Coût et évolution	Projet en cours
Absorption chimique	Solvant Aminé	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	9	Coût élevé, mais en baisse	Linde, Air Liquide
	Solvant Physique (Selexol, Rectisol)				
Absorption chimique	Ammoniaque	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	6	Coût élevé, mais en baisse	General Electric
Absorption chimique	Solvant Amino-acide	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	4-5	Coût élevé	Siemens, General Electric
Absorption chimique	Liquide Ionique	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	2-3	Coût élevé	R&D
	Solvant Encapsulé				
Séparation physique	Pressure/Vacuum Swing Absorption	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	9	Coût élevé, mais en baisse	Air Products, Air Liquide
Séparation physique	Temperature Swing Absorption	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	9	Coût élevé	Svante
Séparation physique	Sorbent-Enhanced	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	5	Coût élevé	Pilot
	Water Gas Shift (SEWGS)				
Séparation physique	Absorption electro- magnétique	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	1	Coût élevé	R&D
Séparation par membrane	Membrane Gaz pour processus au gaz naturel	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	9	Coût élevé, mais en baisse	Air Liquide
Séparation par membrane	Membrane électromécanique	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	7	Coût élevé	FuelCell Energy
	Membrane Polymérique				MTR
Séparation par membrane	Membrane Liquide Ionique	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	2	Coût élevé	R&D
Boucle solide (<i>solid looping</i>)	Chemical Looping	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	5-6	Coût élevé	Alstom
Boucle solide (<i>solid looping</i>)	Calcium looping	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	6-7	Coût élevé	Études de faisabilité/coût
Séparation directe	Allam-Fetvedt Calix	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	6-7	Coût élevé	50 MW Demonstration Plant (La Porte)
<i>Supercritical CO₂ power cycles</i>	Calix Advanced Calciner*	Chimie, Production Electricité, Acier, Ciment	5-6	Coût élevé	LEILAC

L'absorption chimique est la technologie de capture dominante. L'absorption chimique est également la seule technologie qui soit utilisée à grande échelle.

Certaines technologies de capture sont aujourd'hui matures mais des efforts sont encore menés en matière de rendement car ces technologies sont énergivores (environ 500 kWh/tCO₂) et présentent des coûts en capital élevés.

Défi #CC3 : Une partie des technologies de capture sont encore en phase de développement.



Défi #CC4 : Certaines technologies de capture sont aujourd'hui matures mais des efforts sont encore menés en matière de rendement car ces technologies sont énergivores (environ 500 kWh/tCO₂) et présentent des coûts en capital élevés. Le caractère immature de la technologie et le caractère unique des sites industriels compliquent en outre la reproductibilité et l'estimation des coûts associés à chaque projet.

Défi #CC5 : La capture carbone engendre une tension supplémentaire sur la demande en électricité.

- › **La capture carbone est une solution dans les secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire par d'autres méthodes et dans les secteurs possédant des émissions de procédés hors énergie.**

La capture carbone est **une solution dans les secteurs dont les émissions sont difficiles à réduire par d'autres méthodes** principalement le secteur des minéraux non métalliques (ciment, chaux), la chimie et la métallurgie. Certaines activités, comme la production de chaux ou certaines réactions chimiques, sont à l'origine d'émissions de procédés hors énergie, c'est-à-dire des émissions qui ne sont pas liées à la consommation énergétique (combustion de combustibles) et donc difficiles à éviter.

Par ailleurs, on notera que les procédés de capture peuvent aussi être utilisés pour capter le CO₂ émis par les centrales à charbon, à gaz naturel et à biomasse pour **décarboner la production d'électricité** tout en conservant les avantages de fiabilité et de compétitivité de ces technologies.

H. Transport

- › **L'injection du CO₂ pour son transport répond à des normes exigeantes de pureté.**

Les **normes d'injection seront a priori identiques, que le CO₂ soit utilisé ou stocké** sachant que le niveau d'exigences concernant les normes du CO₂ injecté est élevé afin d'atteindre un consensus international sur les normes (température, pureté, pression, etc.). Les dernières publications à propos des spécifications du carbone font état d'un niveau de pureté supérieur à 95 % (Zero emissions platform, 2023).

Défi #CC6 : Le procédé de purification pour correspondre aux normes d'injection est énergivore et présente ainsi des coûts élevés.

- › **Le transport de CO₂ en Belgique s'organise autour d'un réseau de pipelines connectant les sites industriels directement aux zones de stockage, ou à des hubs de collecte, d'où le CO₂ est ensuite envoyé par bateau vers les sites de stockage *offshores*.**

Le transport de grandes quantités de CO₂ vers les lieux de stockage est économiquement réaliste par pipeline en deçà de certaines distances. Le transport de CO₂ sous forme gazeuse par pipeline est déjà utilisé, notamment aux États-Unis, où plus de 40 millions de tonnes de CO₂ sont transportées annuellement via un réseau de plus de 4 000 km de conduites (Equilibre des énergies, 2023). Il est également possible de transporter le CO₂ sous forme liquide. Les technologies de transport sont maîtrisées (Equilibre des énergies, 2023). **Le transport de CO₂ gazeux est toutefois la technique envisagée par l'Europe.**

Pour les sites de séquestration de CO₂ *offshore* éloignés des côtes, **le transport par bateau apparaît plus économique. Autour de la mer du Nord, des projets de hubs de collecte et de transport de CO₂ émergent** notamment à Dunkerque (projet Dartagnan), Gand (Ghent Carbon Hub), Anvers (Antwerp@C), Rotterdam (Porthos). Le CO₂ est alors collecté à partir de diverses sources industrielles,



acheminé vers les hubs, avant d'être stocké temporairement et transporté vers des sites de séquestration.

I. Séquestration

La séquestration (ou stockage à long terme) souterraine du CO₂ consiste à **injecter le CO₂ sous forme gazeuse dans des formations géologiques profondes**, telles que des gisements de pétrole et de gaz épuisés, des aquifères salins, des veines de charbon non exploitables et des formations de basalte remplies de sel. Des mécanismes de piégeage physiques, par exemple, une roche couverture (roche imperméable), et géochimiques empêchent le CO₂ de s'échapper vers la surface.

La **capacité** de stockage, **l'efficacité du confinement** et **l'injectivité** sont les **trois facteurs qui nécessitent une évaluation préalable** pour décider de la faisabilité du stockage du CO₂ dans une formation géologique.

Par ailleurs, dans certains cas, l'installation d'infrastructures de capture carbone peut nécessiter la demande d'un permis d'urbanisme et d'environnement, processus qui intègre des enquêtes publiques, pouvant mener à des levées de boucliers par les citoyens (phénomène NIMBY). Cependant, en raison du faible développement de cette technologie à l'heure actuelle, ceci reste une supposition.

Défi #CC7 : L'acceptabilité des projets de CCS par les citoyens peut constituer un obstacle à son développement.

J. Utilisation

Un panel de technologies existe pour valoriser le carbone capturé. L'usage le plus répandu est la consommation du CO₂ **dans l'industrie agro-alimentaire** (carbonations des boissons, congélation/surgélation, etc.) cependant le potentiel de ce segment est faible. De nouveaux usages se développent. Les utilisations possible du CO₂ viables sont la **production de** :

- **E-méthane** par réaction Sabatier,
- **Autres types de e-carburants** pour les transports aérien, maritime et routier via le procédé Fischer-Tropsch,
- **Polymères** (Polyoxyméthylène, Polyéthylène,...),
- **Solvants** (e-méthanol, e-éthanol,...),
- **Matériaux** par carbonatation.

L'utilisation du carbone capturé dans la fabrication de carburants synthétiques (e-carburants) et de matériaux représente le plus fort potentiel en matière de demande et de compétitivité atteignable.

Le tableau ci-dessous présente les technologies d'utilisation du carbone capturé.

Tableau 35 - Technologies d'utilisation du carbone capturé (Commission européenne, 2019)

Produit	Type de molécule	Utilisation du CO ₂	Technologie	TRL	Coût de Production [EUR/t]	Marché de l'UE ⁶¹ [Mt/an]
E-méthane	Hydrocarbure	Direct	Hydrogénation, réaction de Sabatier/méthanation	6-8	2750	367,48
Autres e-carburants	Hydrocarbure	Direct	Électrolyse haute température (SOEC) et déplacement inverse de CO suivi de la synthèse de Fischer Tropsch en hydrocarbures C _n	4-5	1476	167,19

⁶¹ Production annuelle de l'UE et importation



Carbonate de calcium	Carbonate	Direct	Minéralisation/Carbonatation pour substituer au ciment Portland ordinaire (OPC)	8	n.d	261,45
Mono éther oxyméthyle (OME1)	Éther	Indirecte	Procédé Ineos à partir de méthanol et de formaldéhyde	8	n.d	50,16
Polyols pour la production de mousses de polyuréthane (PU)	Polymère	Indirecte	Synthèse de polyols polyéthercarbonate par copolymérisation de dioxyde de carbone et d'époxydes et traitement ultérieur des polyols polyéthercarbonate en mousses de polyuréthane (PU) ; Produit secondaire : carbonate de propylène cyclique ; Catalyseur : DMC (double cyanure de métal) ; Amorceur : amorceur OH	7-8	n.d	3,29
Polyoxyméthylène (PA, POM)	Polymère	Indirecte	Polymérisation à partir de MeOH via polymérisation de formaldéhyde	8	n.d	0,21
Polyéthylène (PE)	Polymère	Indirecte	Polymérisation à partir d'éthylène via MTO	8	n.d	2,88
Polypropylène (PP)	Polymère	Indirecte	Polymérisation à partir de propylène via MTO	8	n.d	11,23
Polycarbonate (BisA-PC)	Polymère	Direct & indirecte	Polymérisation (procédé Asahi Kasei en 4 étapes) à partir de dioxyde de carbone et d'oxyde d'éthylène	7-8	n.d	1,26
Carbonate de sodium	Carbonate	Direct	Système de capture de CO2 carbonate sec de RTI, carbonatation de bicarbonate de sodium	6-8	n.d	9,57
E-méthanol	Alcool	Direct	Hydrogénation directe	7-8	670	8,04
E-éthanol	Alcool	Direct	Procédé Steelanol, fermentation des gaz de haut fourneau en éthanol ou autres oxo-chimiques organiques	5	n.d	5,16
E-éthylène	Hydrocarbure	Indirecte	MTO (Méthanol-to-Oléfines) et DME comme intermédiaire	8-9	1065	17,7
E-propylène	Hydrocarbure	Indirecte	Méthanol-to-Oléfines à partir de MeOH (DME comme intermédiaire)	8-9	1065	13,20
Protéines à partir de microalgues (alimentation animale)	Protéine	Direct	Fixation du CO2 par micro-algues dans un réacteur fermé, utilisant les gaz de combustion ; photosynthèse	7-8	2000 - 20000	20,0

Défi #CC8 : Des efforts de recherche et développement dans les domaines d'utilisation du CO2 capturés sont encore nécessaires.

Défi #CC9 : Le développement d'une expertise complète, de la capture à la séquestration ou à l'utilisation du CO2, est rendu complexe par la longueur de la chaîne de valeur, nécessitant l'implication de nombreuses parties prenantes.

7.4.2. Perspectives de la demande en capture carbone

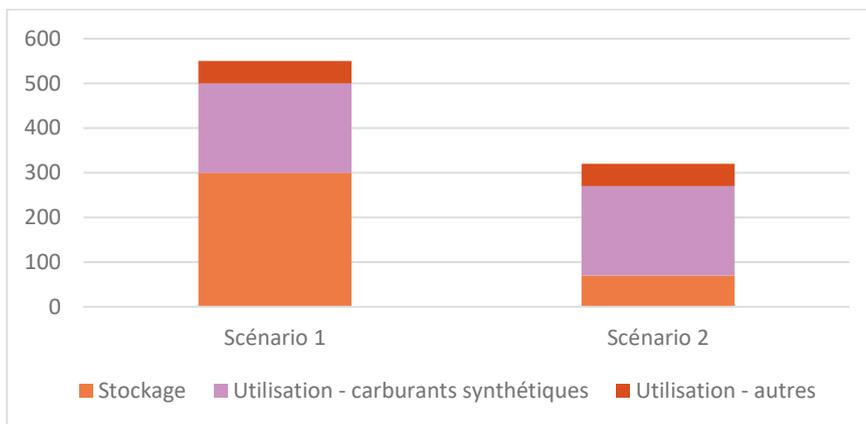
A. Capture

- › Le potentiel du CCS en Belgique est évalué entre 20 et 30 millions de tonnes de CO2 capturées par an d'ici 2030, soit environ 4 % du potentiel européen.



Selon différents scénarios de la Commission européenne, entre **320 à 550 MtCO₂** devraient être capturés par an d'ici 2050 pour atteindre les objectifs de neutralité carbone. La part du CO₂ qui serait stockée oscille selon les mêmes scénarios entre **20 % et 50 %**. La part utilisée dans la fabrication de carburant synthétique oscille **entre 30 % et 60 %** (Commission européenne, 2021).

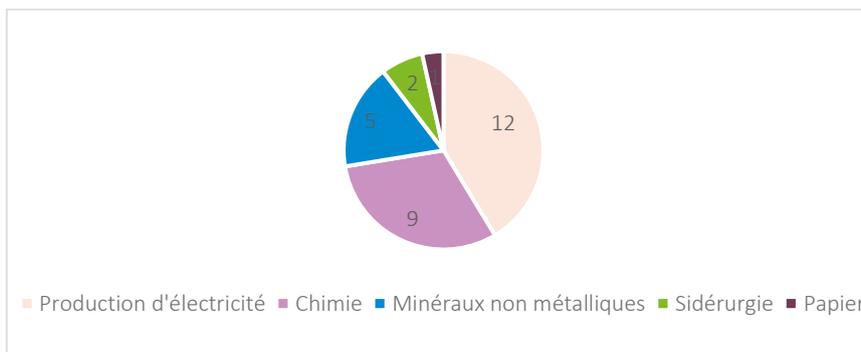
Figure 51 - Capture, utilisation et stockage du CO₂ en 2050 (MtCO₂ par an) (Commission européenne, 2021)



Dans les scénarios Febeliec, EnergyVille estime des niveaux de capture pouvant aller jusqu'à **17 MtCO₂ en 2030 pour certains de ses scénarios** pour baisser jusqu'à **5-7 MtCO₂ en 2050** à niveau de production industrielle constante (VITO & EnergyVille, 2023).

Clean Air Task Force estime que **28 MtCO₂ par an** émises par 70 sources industrielles en Belgique sont capturables, soit **32 %** des émissions totales de l'ensemble des secteurs du pays (Clean Air Task Force, 2024) (Climat.be, 2023). En dehors de la capture dans le secteur de la production d'électricité, plus de 80 % provient des secteurs des minéraux non métalliques et la chimie.

Figure 52 - CO₂ Capturable par source en Belgique (MtCO₂ par an) (Clean Air Task Force, 2024)



B. Transport

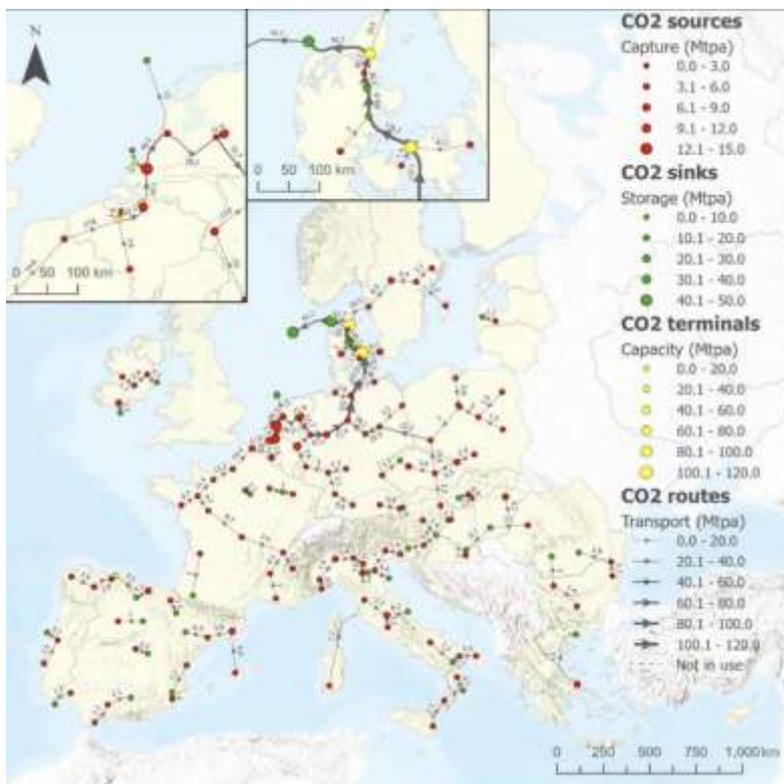
- › **Le futur réseau européen de transport de CO₂ pourrait atteindre une longueur de 6 700 à 7 300 km d'ici 2030, et pourrait s'étendre entre 15 000 et 19 000 km d'ici 2050**

Une étude du Joint Research Center (JRC) pour la Commission européenne montre que le **futur réseau européen de transport de CO₂ pourrait atteindre une longueur de 6 700 à 7 300 km d'ici 2030**. Le réseau pourrait s'étendre entre **15 000 et 19 000 km d'ici 2050** (Tumara, 2024). Selon la même étude, dès 2025, des projets situés en Europe nécessiteront un réseau de transport pour acheminer le CO₂ vers les sites de stockage.

Le déploiement du réseau de transport de CO₂ représente des investissements oscillant entre **6,5 et 19,5 milliards d'euros d'ici 2030**, et entre **9,3 et 23,1 milliards d'euros d'ici 2050**.

La figure ci-dessous illustre un exemple du futur réseau potentiel de transport de CO₂ en 2050 selon l'un des scénarios établis par le JRC.

Figure 53 - Réseau de transport de CO₂ Potentiel en 2050 (Tumara, 2024)



Les spécifications du CO₂ (niveaux de température, pression, pureté) sont en cours de définition avec le potentiel futur opérateur du réseau en Belgique, Fluxys⁶², et les industriels et selon le respect du consensus et des normes européennes.

Étant donné les grandes quantités de CO₂ qui seraient captées à long terme, il est peu probable que le transport par camion et par train soit significatif mais sera potentiellement envisageables pour certains sites afin d'acheminer le CO₂ vers le réseau de conduites. Le transport de CO₂ par train est déjà développé aux États-Unis et au Canada, avec des capacités de transport autour de 90 tonnes de CO₂ par wagon (RAIL, 2020).

Défi #CC10 : Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport du CO₂ est crucial pour les industriels qui mènent déjà des projets de capture.

Défi #CC11 : Les entreprises situées à distance de l'infrastructure CO₂ telle qu'envisagée actuellement rencontrent des obstacles dans leurs projets de CCUS. Le transport par camion ou par train n'est économiquement viable que pour de petits volumes.

⁶² « Accompagné de Pipelink (filiale du Port d'Anvers-Bruges), de la Socofe et de la SFPIM, Fluxys crée une filiale qui cherchera à devenir l'opérateur du réseau de transport de CO₂ en Flandre et en Wallonie ».

Pour plus d'informations : <https://www.lecho.be/entreprises/energie/fluxys-se-positionne-pour-devenir-l-operateur-du-reseau-de-transport-de-co2-belge/10494010.html>



C. Stockage

› Le potentiel de stockage géologique du CO₂ en Europe est estimé à environ 134 GtCO₂.

Le potentiel de stockage du CO₂ est important en Europe, principalement en mer, comme dans le **bassin de la mer du Nord** où les **aquifères salins** profonds situés au large des côtes offrent de grande capacité.

Le potentiel de stockage géologique du CO₂ en Europe est estimé à **environ 134 GtCO₂**. Les émissions de toutes les industries à forte consommation d'énergie de l'UE se situent entre 600 et 700 Mt par an, ce qui implique une **capacité de stockage de plus de 190 ans aux taux d'émission actuels** pour les industries à forte consommation d'énergie. Compte tenu du développement parallèle des autres piliers de la décarbonation de l'industrie, **les besoins annuels réels de stockage du CO₂ pour l'industrie seront plus faibles** (International association of oil and gas producers, 2019).

Les pôles d'émissions de l'UE et les sites de stockage se trouvent à proximité les uns des autres, facilitant l'accès des industries à forte intensité énergétique de l'UE au stockage du CO₂.

Figure 54 - Localisation et contour des aquifères salins, et capacité de stockage illustrés par des symboles gradués (K. L. Anthonsen, 2021)

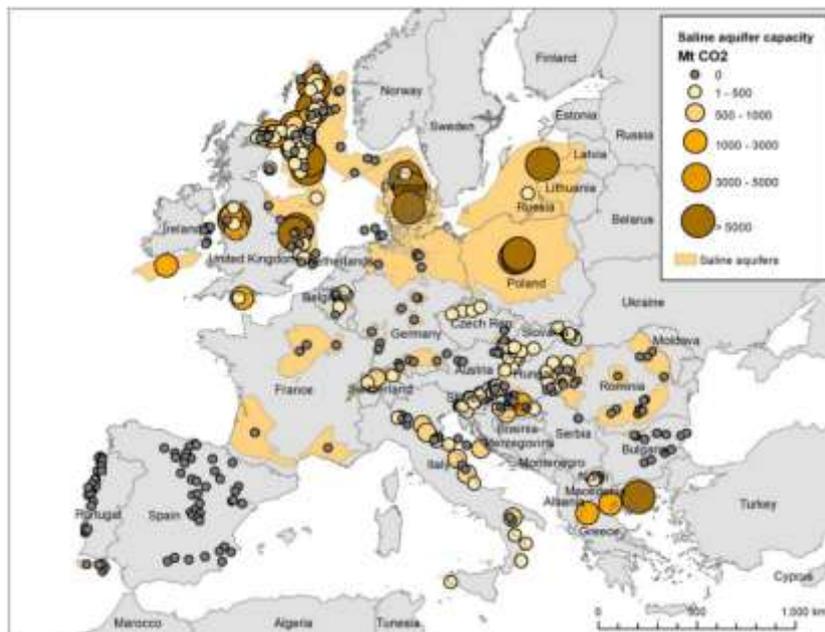
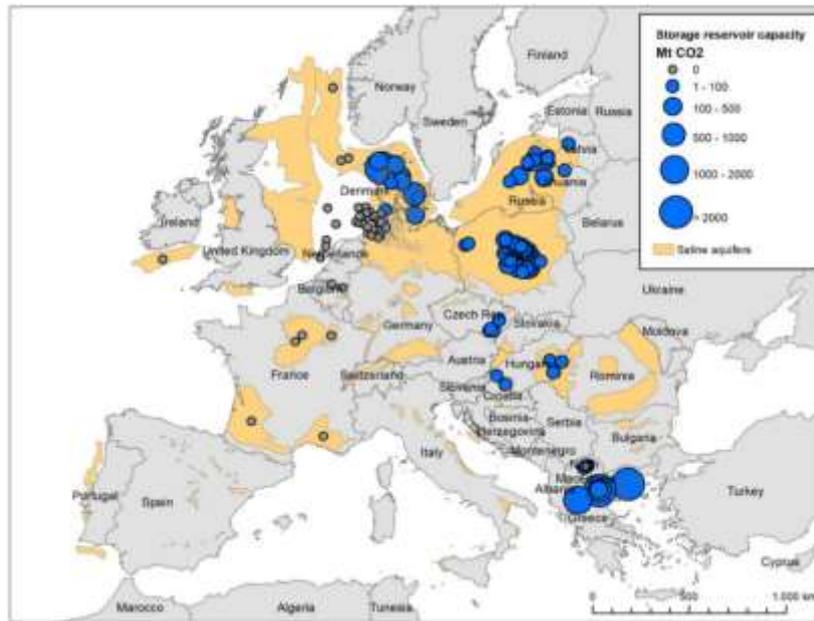


Figure 55 - Emplacement et capacité de stockage des réservoirs de stockage (K. L. Anthonsen, 2021)



- › En Belgique, la capacité totale de stockage dans les aquifères salins est estimée à 242 Mt dans 6 aquifères salins et entre 15 et 40 Mt dans deux réservoirs de stockage, soit l'équivalent de 20 à 30 ans de stockage de CO₂ de l'industrie wallonne en théorie.

Des sites de stockages sont également possibles en Belgique bien que la majorité du stockage se développe *offshore* dans la mer du Nord. La **capacité totale de stockage belge** est estimée à 242 Mt dans 6 aquifères salins et entre 15 et 40 Mt dans deux réservoirs de stockage. Cela correspond en théorie à 20 à 30 ans de stockage de CO₂⁶³ aux quantités émises aujourd'hui par l'industrie wallonne. Il s'agit d'un calcul théorique maximum, puisque d'autres moyens plus économiques seront mis en œuvre pour réduire les émissions de l'industrie au cours des 30 prochaines années, tels que l'électrification et l'utilisation d'autres vecteurs énergétiques. La capture du carbone sera principalement utilisée pour les procédés dont la réduction des émissions n'est pas réalisable par d'autres moyens et pour les émissions qui ne sont pas liées à la consommation énergétique (émissions de procédés hors énergie). Par ailleurs, une période de 30 ans est relativement courte, ce qui nécessitera l'accès à d'autres sites de stockage à l'avenir.

⁶³ Pour des émissions associées à l'industrie allant de 9 Mt de CO₂ (Bureau Fédéral du Plan) à 11 Mt de CO₂ éq (AWAC/SPW).

Figure 56 - Bassins de stockage de CO₂ en Belgique (Clean Air Task Force, 2024)


D. Utilisation

- › La production des produits à base de CO₂ permet en théorie d'utiliser plus de CO₂ que le potentiel de stockage au sein de l'UE.

La production annuelle actuelle des produits les plus prometteurs pour l'utilisation du CO₂, comme l'é-méthane et les carburants synthétiques, est de 626 millions de tonnes. Ces produits nécessitent des réactions qui peuvent capturer entre 0,2 et 3,1 kg de CO₂ par kilogramme de produit⁶⁴. Il est estimé que la production totale de ces 626 millions de tonnes de produit par an pourrait capturer un volume total de 1107 millions de tonnes de CO₂ (Commission européenne, 2019), dépassant ainsi l'estimation de la Commission de 320 à 550 MtCO₂ capturés par d'ici 2050. **À la différence du stockage**, ces émissions ne sont que **temporairement incluses dans les produits**.

Tableau 36 - Technologies d'utilisation du carbone capturé et potentiel de production (Commission européenne, 2019)

Produit	TRL	Volume de production [Mt]	Capacité de fixation du CO ₂ (kgCO ₂ /kgProduit)	Volume de CO ₂ (MtCO ₂)
Méthane	6-8	87,5	2,7	240,0
Carburants synthétiques	4-5	167,2	3,1	525,0
Carbonate de calcium	8	260,0	0,4	114,3
Mono-oxyméthyléther (OME1)	8	50,2	1,6	77,9
Éthylène	8-9	17,4	3,1	54,6
Propylène	8-9	12,9	3,1	40,4
Protéines issues de microalgues	7-8	1,0	1,8	1,8
Polypropylène (PP)	8	10,3	3,1	32,4
Méthanol	7-8	1,2	1,4	1,6
Éthanol	5	5,1	1,9	9,7

⁶⁴ Quantité de carbone utilisé dans la fabrication du produit final



Produit	TRL	Volume de production [Mt]	Capacité de fixation du CO2 (kgCO2/kgProduit)	Volume de CO2 (MtCO2)
Polyéthylène (PE)	8	2,0	3,1	6,4
Carbonate de sodium	6-8	7,4	0,2	1,5
Polyols pour la production de mousses PU	7-8	3,2	0,4	1,4
Polyoxyméthylène (PA, POM)	8	0,2	1,5	0,3
Polycarbonate (BisA-PC)	7-8	1,2	0,2	0,2
Total		626,7		1107,4

7.4.3. Coûts des projets CCS

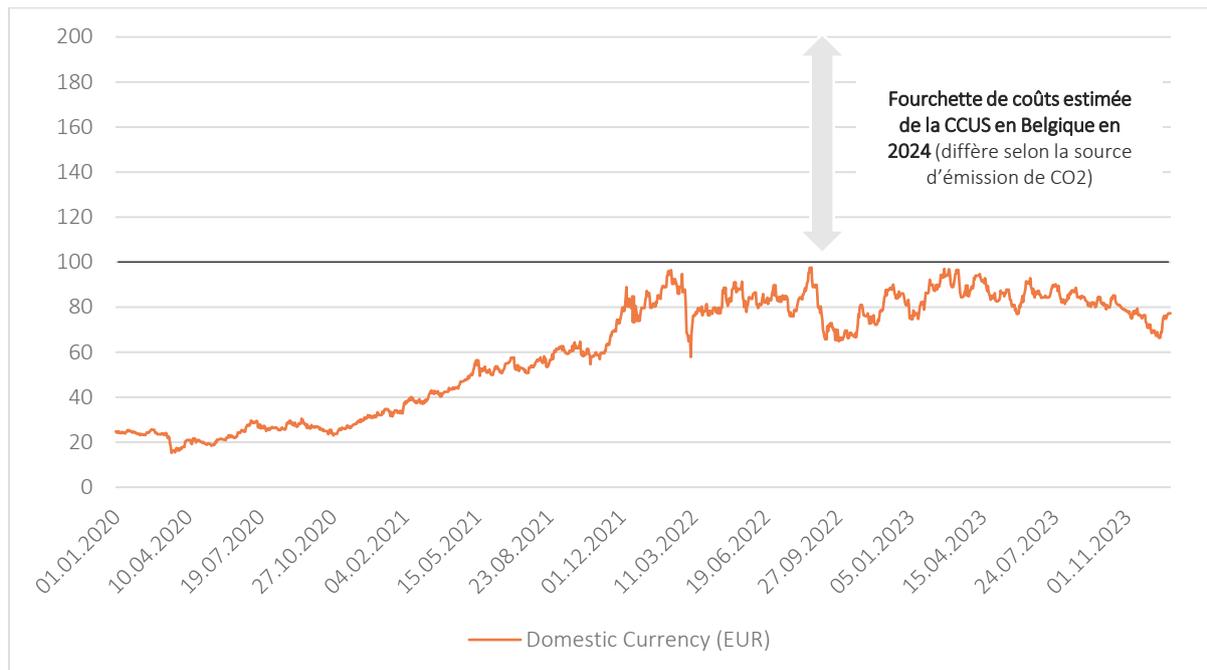
- › En Belgique, le coût total de capture, de transport et de stockage du CO2 est estimé entre 104 et 208 €/tCO2.

En Belgique, Le Clean Air Task Force estime que le coût total de capture, de transport et de stockage du CO2 oscille entre 104 et 208 €/tCO2 selon la localisation et le type de sources d'émission (Clean Air Task Force, 2024).

- › La rentabilité des projets CCS s'améliore depuis 2022 avec des prix par quota carbone (ETS) allant jusqu'à 96 €/tCO2 en août 2022.

En Europe, le coût des projets de CCS doit permettre un coût rapporté à la tonne de CO2 inférieur au prix d'un quota carbone de l'ETS. Jusqu'en 2021, les projets de CCS étaient en **compétition avec des prix du quota carbone dans l'ETS avoisinant les 30 €/tCO2**. La rentabilité des projets CCS s'améliore depuis 2022 avec un **prix du quota carbone qui a atteint 96 €/tCO2** en août 2022 et qui s'est stabilisé depuis à un niveau élevé.

Avec l'objectif actuel d'une réduction de 55 % des émissions d'ici 2030, le prix du quota carbone de l'UE pourrait augmenter jusqu'à **160 €/tCO2** d'ici la fin de la décennie, selon les chercheurs du London Stock Exchange Group (LSGE)²³, et rendre de nombreux projets CCS rentables (Euractiv, 2023).

Figure 57 - Prix du quota CO₂ dans le système ETS de l'UE (International Carbon Action Partnership, 2023)


Défi #CC12 : Les projets de capture représentent des CAPEX très élevés. Par ailleurs, le caractère immature de la technologie et le caractère unique des sites industriels complique la reproductibilité et l'estimation des coûts associés à chaque projet.

Défi #CC13 : Les niveaux de prix des quotas carbone au sein de l'UE ETS limitent la rentabilité des projets de capture bien que les prix semblent aller dans le sens d'une augmentation.

› Plus précisément, le coût de la capture du CO₂ en Belgique oscille entre 45 et 135 €/tCO₂.

Les coûts de la capture de CO₂ sont les plus importants du processus de capture/transport/stockage et varient en fonction de la technologie utilisée, du secteur et de la taille de l'installation.

En Belgique, le Climate Air Task Force fournit les estimations suivantes pour les coûts de capture par secteur (Clean Air Task Force, 2024) :

- **Chimie** : entre 55 et 135€/tCO₂
- **Production d'électricité** : entre 60 et 130 €/tCO₂
- **Sidérurgie** : entre 45 et 110 €/tCO₂
- **Papier** : entre 55 et 125 €/tCO₂
- **Minéraux non métalliques** : entre 55 et 115 €/tCO₂

La capture directe du carbone (*Direct Air Capture, DAC*), dont l'objet est de capturer le CO₂ présent dans l'air sans être attaché directement à une source d'émission de CO₂ est la technologie la plus chère. Le coût du DAC est évalué entre 115 et 310€/tCO₂²⁶. La DAC permettra aux entreprises qui ne peuvent réduire davantage leurs émissions et qui ne parviennent pas à capturer leurs émissions de procédés, de contribuer à la réduction des émissions à l'échelle globale.



- › **Le coût du transport de CO2 devrait diminuer en Europe pour potentiellement atteindre 10 €/tCO2.**

Les estimations des coûts de transport représentent une combinaison de la distance jusqu'au site de stockage de CO2 et du mode de transport du CO2 le plus accessible (idéalement le pipeline). Le coût du transport par pipeline se situerait **entre 2 et 10 €/tCO2** transporté, hors coûts de compression dans une industrie du CCS mature (Zero Emission Platform, 2019).

Si l'on considère uniquement les sites de stockage actuellement annoncés, il existe de nombreuses régions de l'Europe intérieure et orientale où le manque d'infrastructures et l'accès limité au stockage local rendent les coûts de transport prohibitifs (Clean Air Task Force, 2023). L'Europe dispose de vastes zones géologiques propices au stockage du CO2. Les coûts de transport pourraient être considérablement réduits si des sites pouvaient être aménagés dans les zones où la géologie et les réglementations en vigueur le permettent.

La Belgique est relativement épargnée par ces préoccupations étant « proche » de zones de stockage en mer du Nord déjà opérationnelles. Par ailleurs, **la Belgique dispose de zones de stockage potentielles** à l'intérieur des terres. Le coût de transport devrait donc être maîtrisé une fois l'infrastructure nécessaire mise en place.

- › **Le coût du stockage dans des aquifères salins offshore se situe entre 6€ et 20 €/tCO2.**

Dans une industrie du CCS mature, le coût du stockage du CO2 dans des aquifères salins *offshore*, à savoir la forme de stockage la plus largement disponible, se situe entre **6 € et 20 € / tCO2** (Zero Emission Platform, 2019).

Tableau 37 - Coûts de stockage en Europe par type de formation géologique (Zero Emission Platform, 2019).

Type de formation	€/tCO2 stocké
Champ pétrolier / gazier épuisé - onshore (avec puits anciens)	2 - 7
Champ pétrolier / gazier épuisé - onshore (sans anciens puits)	2 - 11
Aquifère salin - onshore	3 - 12
Champ pétrolier / gazier épuisé - offshore (avec puits anciens)	3 - 9
Champ pétrolier / gazier épuisé - offshore (sans anciens puits)	4 - 14
Aquifère salin - offshore	6 - 20

7.4.4. Potentiel de la CCUS en matière de réduction des émissions de CO2

- › **La capture de carbone pourrait potentiellement réduire les émissions de l'industrie wallonne de près de 35 %.**

En rapportant le potentiel de capture de 20 MtCO2 (VITO & EnergyVille, 2023) au PIB de la Wallonie par rapport au PIB belge (23 % en 2022), on estime que la capture de CO2 en Wallonie pourrait atteindre 4,6 millions de tonnes par an d'ici 2030. En attribuant 75 % de cette capacité à l'industrie (par opposition au secteur de la production d'électricité), **le potentiel du CCS pour l'industrie wallonne est estimé à 3,45 millions de tonnes de CO2 capturées par an d'ici 2030**. Ce potentiel se traduit en une **réduction des émissions de l'industrie wallonne d'environ 35 %**.



A titre de comparaison, selon l'**Agence Internationale de l'Énergie (AIE)**, le **potentiel** des technologies de capture, stockage et utilisation du carbone (CCUS) pourrait contribuer à réduire les émissions **mondiales** de CO₂ de **15 % d'ici 2050** (Agence internationale de l'énergie, 2023).

7.5. Défis

Plusieurs freins au déploiement de la filière CCUS ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature et aux entretiens avec les entreprises.

> Défis techniques

- **Maturité de la technologie de capture** : Une partie des technologies de capture sont encore en phase de développement.
- **Maturité des technologies d'utilisation** : Des efforts de recherche et développement dans les domaines d'utilisation du CO₂ capturés sont encore nécessaires, en ce compris le stade du premier déploiement industriel (*First Industrial Deployment*, typiquement *l'upscaling* d'installations pilotes ou l'utilisation d'équipements ou installations *first-of-its-kind*).
- **Besoin rapide de l'infrastructure de transport de CO₂** : Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport du CO₂ est crucial pour les industriels qui mènent déjà des projets de capture.
- **Solution nécessaire pour les entreprises éloignées** : Les entreprises situées à distance de l'infrastructure CO₂ telle qu'envisagée actuellement rencontrent des obstacles dans leurs projets de CCUS. Le transport par camion ou par train n'est économiquement viable que pour de petits volumes.
- **Augmentation de la demande d'électricité** : La capture carbone engendre une tension supplémentaire sur la demande en électricité.
- **Injection énergivore** : Le procédé de purification pour correspondre aux normes d'injection est énergivore et présente ainsi des coûts élevés.

> Défis économiques

- **Capex et coûts de l'énergie élevés** : Certaines technologies de capture sont aujourd'hui matures mais des efforts sont encore menés en matière de rendement car ces technologies sont énergivores (environ 500 kWh/tCO₂) et présentent des coûts en capital élevés. Le caractère immature de la technologie et le caractère unique des sites industriels compliquent en outre la reproductibilité et l'estimation des coûts associés à chaque projet.
- **Absence d'effet incitatif vis-à-vis de l'ETS** : Les niveaux de prix des quotas carbone au sein de l'UE ETS restent relativement bas par rapport au coût de la capture, ce qui limite la rentabilité de tels projets. Cependant, les prix des quotas d'émission semblent aller dans le sens d'une augmentation.



> Défis réglementaires

- **Stratégie commune nécessaire** : Le développement de la filière CCUS requiert une stratégie coordonnée et une collaboration étroite entre les Régions, le Fédéral, ainsi qu'entre les Etats membres.
- **Incomplétude du cadre réglementaire** : L'incertitude découlant du cadre juridique incomplet de la CCUS entrave le développement de la filière et freine la concrétisation des projets par les industriels.

> Défis organisationnels

- **Acceptation sociale** : L'acceptation des projets de CCS par les citoyens peut constituer un obstacle à son développement.
- **Faible expertise sur la chaîne de valeur complète** : Le développement d'une expertise complète, de la capture à la séquestration ou à l'utilisation du CO₂, est rendu complexe par la longueur de la chaîne de valeur, nécessitant l'implication de nombreuses parties prenantes.

7.6. Analyse SWOT

L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associés à la capture, au transport, au stockage et à l'utilisation du CO₂ dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.

Tableau 38 – SWOT CCUS

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• Intervient sur des processus existants et n'impacte pas fondamentalement l'infrastructure industrielle existante• Permet de décarboner les industries difficiles à décarboner et d'éviter les émissions de procédé	<ul style="list-style-type: none">• Technologie qui reste coûteuse• Consommation d'électricité nécessaire à la capture• Cadre réglementaire incomplet• Répartition des compétences au niveau politique
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Amélioration de la rentabilité des projets avec l'évolution des prix des quotas carbone• Baisse des coûts des technologies de capture• Projet de construction d'un réseau de transport de carbone en Wallonie	<ul style="list-style-type: none">• Incertitudes sur le développement de l'infrastructure de transport• Opposition des citoyens



8. L'utilisation de la chaleur fatale

8.1. Description

De nombreux procédés industriels dégagent de l'énergie thermique bien que ce ne soit pas leur finalité. Cette chaleur, alors considérée comme un déchet, se nomme **chaleur fatale**. Cette chaleur se dégage sous forme de rejets gazeux (fumée et vapeur), liquides (e.g., eaux de refroidissement) ou diffus (e.g., air chaud, buée).

La chaleur fatale est une **source d'énergie récupérable**, et permet de ne pas brûler de combustibles pour la produire dès lors qu'elle est réutilisée. Elle participe donc d'une certaine façon à la décarbonation de la chaleur. La chaleur fatale est considérée comme une source de chaleur alternative aux sources renouvelables selon la Commission européenne.

La chaleur fatale peut être utilisée de différentes manières :

- **Valorisation interne de chaleur** : la chaleur fatale peut être utilisée sous forme de chaleur pour répondre à des besoins propres à l'entreprise que ce soit **dans un autre procédé industriel** (séchage, préchauffage, ...) ou **pour le chauffage des bâtiments ou de l'eau sanitaire**.
- **Valorisation externe de chaleur** : la chaleur fatale peut être utilisée sous forme de chaleur pour répondre aux besoins d'autres entreprises ou d'habitants.
- **Valorisation interne sous forme d'électricité** : la chaleur fatale peut être utilisée sous forme de d'électricité via des cycles de conversion thermiques et des turbines pour répondre à des besoins au sein de l'entreprise permettant d'augmenter le taux d'**autoconsommation**.
- **Valorisation externe sous forme d'électricité** : la chaleur fatale peut être utilisée sous forme d'électricité pour via des cycles de conversion thermiques et des turbines répondre à des besoins électriques collectifs, c'est-à-dire pour servir de **production décentralisée**.

La mise en place d'un réseau de chaleur est essentielle pour acheminer la chaleur fatale vers son lieu de consommation, que celle-ci se situe en interne dans l'industrie ou en externe.

8.2. Cadre réglementaire et ambitions

- › **L'UE promeut la valorisation de la chaleur fatale en fixant des objectifs de croissance des énergies renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement, tout en exigeant une évaluation du potentiel pour les installations industrielles de 8 MW.**

Au niveau de l'Union européenne les directives sur l'énergie renouvelable (RED III) et l'efficacité énergétique consacrent plusieurs de leurs dispositions aux thématiques de la chaleur et du froid fatals. RED III établit **un objectif contraignant d'augmentation annuelle de la part des énergies renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement de 1,3 % par an ou de 1,1 %** si l'État membre ne parvient pas à valoriser la chaleur fatale. La chaleur fatale est considérée comme pouvant contribuer à la part de renouvelable dans le secteur dans la directive RED III.

RED II met notamment en avant le fait que la chaleur et le froid fatals sont largement disponibles mais sous-utilisés. La Directive établit la nécessité de supprimer les barrières réglementaires pour permettre l'utilisation de la chaleur fatale. Ainsi, RED III demande aux Etats membres de **simplifier les autorisations pour les petites (< 50 MW) et grandes pompes à chaleur (> 50 MW)** qui permettent, dans certains cas, de valoriser la chaleur fatale (Parlement européen et Conseil de l'Union Européenne, 2023). En outre, la **Directive Efficacité Énergétique** implique une **obligation d'utilisation de la chaleur fatale**



pour les data centers dont la puissance totale nominale dépasse plus de 1 MWel. Les installations industrielles neuves ou rénovées dont la puissance moyenne annuelle totale dépasse 8 MW doivent, quant à elles, faire l'objet d'une évaluation en matière de faisabilité économique concernant valorisation de la chaleur fatale.

Défi #CF1 : Les procédures d'autorisation et d'octroi de permis sont floues pour les réseaux de chaleur (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019).

- › La Wallonie possède un objectif de développement de la chaleur fatale mais le cadre réglementaire est lacunaire.

La Wallonie souhaite encourager la récupération de chaleur. L'opérationnalisation de cette ambition passe en partie par la **Stratégie de réseaux de chaleur et de froid mise à jour en 2021** (SPW Energie, 2021). Ces efforts permettent d'atteindre une **part de renouvelable dans la consommation finale brute de chaleur de 29 %**, comparativement à 13,3 % en 2019. La Stratégie Chaleur de la Wallonie préconise parmi ses mesures prioritaires de soutenir la valorisation de la chaleur fatale par exemple via des mécanismes de soutien.

Le PACE met en avant l'objectif d'**activation du potentiel de récupération de chaleur fatale de l'ordre de 850 GWh à l'horizon 2030**, soit de l'ordre de **20 % du potentiel total**.

Défi #CF2 : Le cadre réglementaire wallon pour la valorisation de la chaleur fatale est lacunaire. La Wallonie est tenue de mettre en œuvre les obligations et recommandations stipulées dans les diverses directives européennes concernant la facilitation, la collecte de données, les études de faisabilité, ainsi que l'utilisation de la chaleur fatale dans certains secteurs (data centers et installations industrielles).

8.3. Etat des lieux

- › Les réseaux de chaleur sont une solution déjà exploitée en Wallonie pour le chauffage des bâtiments résidentiels et non-résidentiels.

Les réseaux de chaleur permettent de chauffer de manière collective les bâtiments d'une zone. L'eau qui circule dans les conduits est chauffée à 60-70°C par des méthodes variées et passe par un échangeur situé sous chaque bâtiment, transférant ainsi sa chaleur au circuit d'eau du bâtiment et ses radiateurs. En octobre 2020, **57 réseaux de chaleur étaient en place ou planifiés en Wallonie, pour une longueur totale 52 374 mètres**. La production thermique distribuée par les réseaux de chaleur en Wallonie s'élève à 237 GWh, ce qui représente 0,4 % de la demande totale de chaleur en Wallonie (SPW Energie, 2021).

Les réseaux de chaleur ne peuvent **pas être réalisés sur des distances importantes** car les pertes calorifiques sont importantes avec environ 1°C par kilomètre de canalisation. Ainsi, l'utilisation de réseaux de chaleur est pertinente et rentable uniquement où la consommation énergétique est importante, par exemple dans une zone fortement peuplée.

La puissance fournie par les réseaux de chaleur est répartie assez équitablement entre les différents secteurs : **35 % de l'énergie issue des réseaux de chaleur est consommé par l'industrie**, 27 % par le secteur résidentiel et 38 % par le tertiaire (SPW Energie, 2021).



Défi #CF3 : Les réseaux de chaleur sont souvent perçus comme concurrents des réseaux de gaz ou électriques. Les GRD s'intéressent à l'exploitation des réseaux de chaleur. La Région doit développer une vision stratégique où ces vecteurs ne sont pas en concurrence, mais plutôt complémentaires.

- › **En Wallonie, la quasi-totalité de la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur est produite à partir de sources d'énergies renouvelables, dont une grande partie à partir de biomasse sèche.**

93 % de la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur sont produites à partir de sources d'énergies renouvelables, c'est-à-dire à partir de biomasse, de géothermie, d'énergie solaire ou de récupération de chaleur fatale. Les 7 % résiduels proviennent de cogénérations fonctionnant au gaz naturel. Plus de 86 % de la chaleur renouvelable distribuée par ces réseaux est produite à partir de biomasse sèche. Le reste est assuré par la géothermie profonde, la biomasse humide et la biomasse gazeuse (SPW Energie, 2021). **Un seul réseau de chaleur alimenté à partir de chaleur fatale issue de l'industrie est planifié en Wallonie, à proximité de Charleroi.**

- › **Les réseaux de chaleur sont principalement utilisés à des fins résidentielles.**

Les secteurs résidentiel et tertiaire présentent un potentiel considérable de valorisation de la chaleur fatale. En effet, la quasi-totalité des besoins de chaleur peut être théoriquement substituée par des réseaux de chaleur. En revanche, pour le secteur industriel, seuls 40 % des besoins peuvent être couverts par ces réseaux selon le rapport « Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid » du SPW, puisque les besoins à partir d'un certain niveau de température ne sont pas envisageables (SPW Energie, 2021).

Défi #CF4 : Les réseaux de chaleur sont principalement axés sur une utilisation résidentielle. Des actions de sensibilisation pourraient contribuer à accroître le niveau de connaissance des industriels. La mise en relation entre les émetteurs et les consommateurs de chaleur permettrait également de créer des synergies.

- › **La chaleur et la vapeur récupérées ne représentent que 1 % de la consommation finale de l'industrie.**

En 2020, l'utilisation de chaleur et de vapeur récupérées dans l'industrie s'élevait à 424 GWh, soit 1 % de la consommation finale de l'industrie wallonne.

8.4. Potentiel

8.4.1. Aperçu des technologies associées à la chaleur fatale

- › **La chaleur fatale peut être valorisée sous forme de chaleur pour répondre à des besoins internes grâce à des technologies matures.**

Dans plusieurs secteurs de l'industrie, la chaleur fatale récupérable peut-être issue de différentes sources :

- La chaleur résultant de l'utilisation de l'électricité utilisés dans les équipements tels que des compresseurs frigorifiques ou d'air comprimé,



- La **chaleur résultant de l'utilisation de combustibles** d'origine fossile (gaz naturel, mazout) ou renouvelable (biomasse, hydrogène) et utilisés dans les équipements tels que des fours ou chaudières.

La chaleur fatale est captée à l'aide d'un **échangeur de chaleur ou d'un économiseur** permettant de récupérer, par exemple, la chaleur des gaz d'échappement d'un four ou d'une chaudière, ou encore d'un groupe frigorifique. Les rejets liquides dans les purges de chaudières sont les rejets les plus faciles à récupérer, suivis des rejets gazeux dans les fumées des fours et chaudières. Les rejets diffus sont plus difficiles à capter.

La chaleur récupérée peut être réutilisée sous forme de chaleur à partir d'une **vingtaine de degrés** et peut s'élever **jusqu'à 150°C**, voire plus. Plus la température de la chaleur fatale est élevée, plus la réutilisation est facile. A partir d'un certain niveau de température, la chaleur est transférée à un fluide, généralement de l'eau, via un **échangeur thermique**. Les échangeurs thermiques permettent de transférer la chaleur d'un fluide chaud à un autre fluide plus froid (liquide ou gaz) à travers une plaque d'acier.

L'usage d'une **pompe à chaleur** permet également d'augmenter la température lorsque celle-ci n'est pas assez élevée. Les pompes à chaleur permettent de récupérer la chaleur à basse température et de la réinjecter dans un fluide à plus haute température. Les pompes à chaleur consomment de l'énergie mais permettent un transfert de chaleur plus efficace. Les échangeurs thermiques et pompes à chaleur sont des technologies matures.

La chaleur produite en sortie de l'échangeur thermique ou de la pompe à chaleur peut ensuite être **utilisée dans des procédés industriels ou pour le chauffage de bâtiments ou de l'eau sanitaire**, notamment via un réseau de chaleur interne.

Dans les procédés industriels, la chaleur produite en sortie de l'échangeur thermique ou de la pompe à chaleur peut **par exemple être utilisée pour des procédés de préchauffage ou de séchage**. Le préchauffage est particulièrement répandu dans le secteur de la métallurgie et des minéraux non-métalliques (chaux, ciment, verre, etc.). Le séchage est répandu dans le secteur de l'alimentation et du papier (ADEME, 2015).

Seules des **études personnalisées** permettent de déterminer en détail la faisabilité et les conditions de valorisation de la chaleur fatale.

- › **A partir de certains niveaux de température, la chaleur fatale peut également être valorisée sous forme d'électricité pour répondre à des besoins internes grâce à des technologies matures.**

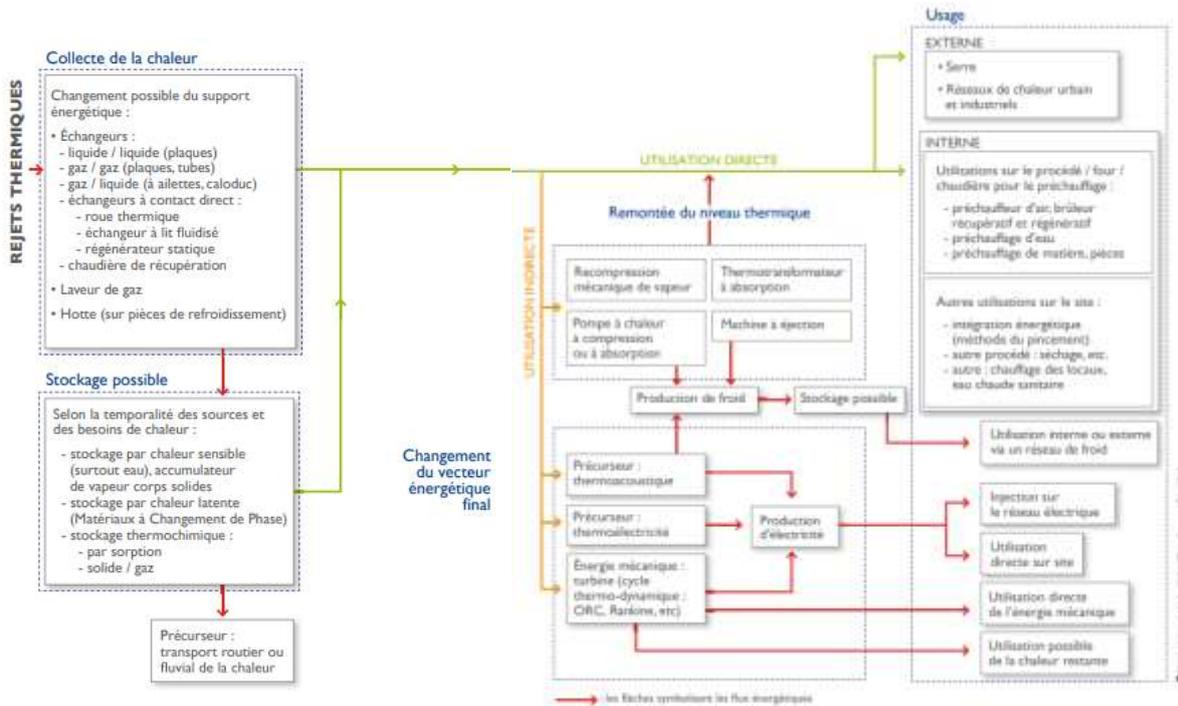
Lorsque la chaleur récupérée atteint un certain niveau de température, d'**environ 150 à 200°C**, la production d'électricité est envisageable. **L'usage de la chaleur fatale sous forme de chaleur et sous forme d'électricité sont complémentaires** car ils nécessitent des **niveaux de température différents** (ADEME, 2015).

Pour transformer la chaleur en électricité, la chaleur fatale est, dans un premier temps, transformée en énergie mécanique. Cette transformation est par exemple réalisée par un ORC (Organic Rankine Cycle) qui peut être directement couplé à la source de chaleur, par une turbine vapeur ou par un moteur vapeur (voir tableau ci-dessous).

Tableau 39 - Technologies de conversion de la chaleur fatale en électricité (SPW Energie, 2016)

Technologies	Description	Niveaux de puissance	Plages de température de la chaleur récupéré	Rendement	Coûts
Organic Rankine Cycle (ORC)	L'ORC comprend 4 composants principaux : un évaporateur, une machine de détente, un condenseur et une pompe	de 100 kW à plusieurs MW	100 – 300 °C	Environ 10 %	1500-8000 €/kWe installé (selon la puissance)
Turbine vapeur	Un échangeur produit de la vapeur qui est envoyée dans une turbine. La turbine va ensuite détendre la vapeur en produisant de l'électricité via l'alternateur	De 100 kW à 10 MW	200 – 300 °C	Entre 7 et 25 %	300 à 2000 €/kWe installé
Moteur vapeur	La vapeur haute-pression en entrée est détendue à plus basse pression, en produisant de l'électricité via un moteur.	De 50 à 500 kW	Vapeur à basse pression	Entre 10 et 15 %	400 à 900 €/kWe installé

Figure 58 - Schéma de la valorisation de chaleur (ADEME, 2015)



8.4.2. Perspectives d'approvisionnement en chaleur fatale

- Le niveau de température de la chaleur fatale varie par industrie, impactant le potentiel par secteur.

Près de 80 % de la chaleur fatale valorisable en Wallonie provient de l'industrie, soit 5026 GWh par an. Les autres sources de chaleur fatale étant les installations de cogénération et les usines d'incinération de déchets (SPW Energie, 2021).



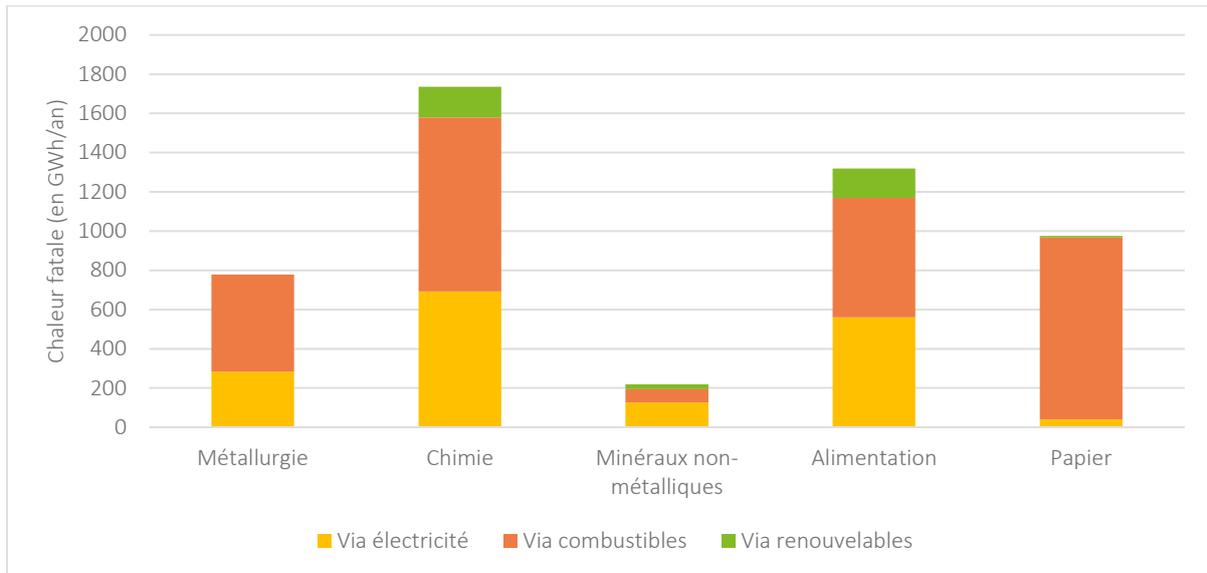
La lecture du Tableau 40 permet d'identifier un potentiel de récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité seule ou en cogénération dans le secteur du ciment, du verre, de la brique et céramique, de la sidérurgie et la chimie principalement.

Tableau 40 - Synthèse du potentiel de récupération de chaleur fatale par secteur (SPW Energie, 2016)

Secteurs	Niveau de température de la chaleur fatale	Récupération de chaleur fatale pour production d'électricité seule	Récupération de chaleur fatale pour production d'électricité et utilisation chaleur (cogénération)
Minéraux non métalliques - Ciment/Chaux	Entre 200 et 250°C en sortie de fours	Potentiel existant	Potentiel existant probablement
Minéraux non métalliques - Verre	Environ 600°C en sortie de fours ; 200-300°C après l'épurateur	Potentiel existant	Potentiel existant
Brique/céramique	Environ 200°C en sortie de fours ou 175°C après épurateur	Potentiel existant	Potentiel existant probablement
Sidérurgie	600°C en sortie de fours	Potentiel existant	Potentiel existant probablement
Chimie	Très variable étant donné la diversité des process environ 200°C max	Potentiel existant	Potentiel existant
Fonderies	850°C	Potentiel existant	Inconnu
Industries extractives	NA	Potentiel nul	Potentiel nul
Alimentation	Entre 90°C et 150°C	Potentiel existant	Potentiel existant dans certains sous-secteurs
Papier	Inconnu	Potentiel nul	Potentiel existant
Bois et ameublement	Inconnu	Potentiel nul	Potentiel existant éventuellement
Textile	Inconnu	Potentiel nul	Potentiel existant éventuellement
Fabrications métalliques et électronique	Inconnu	Potentiel nul	Potentiel existant éventuellement
Non-ferreux	Inconnu	Potentiel nul	Potentiel existant éventuellement
Imprimeries et industries graphiques	Inconnu	Potentiel nul	Potentiel existant éventuellement

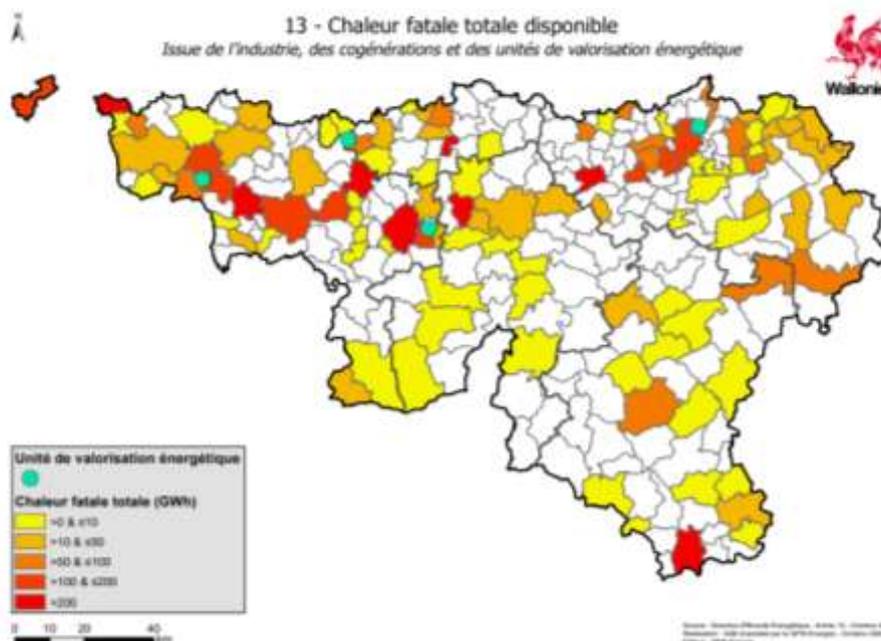
Une étude du SPW datant de 2021 permet de mettre en avant la quantité de chaleur fatale valorisable dans certaines industries (Figure 59) avec un potentiel s'affirmant dans les secteurs de la chimie et de l'alimentation. Malgré la haute consommation de chaleur dans le secteur des minéraux non métalliques, le potentiel en chaleur fatale est faible. La part de chaleur fatale récupérable est faible en raison du faible besoin de chaleur à proximité des sites des entreprises dans ce secteur d'activité.

Figure 59 - Potentiel en chaleur fatale en Wallonie par secteur industriel (SPW Energie, 2021)



Le SPW a permis d'identifier des zones d'intérêt en matière de chaleur fatale disponible issue de l'industrie, des cogénérations ou des unités de valorisation énergétique (traitement des déchets), visibles sur la figure ci-dessous.

Figure 60 - Chaleur fatale totale disponible (GIM mandaté par le SPW Energie, 2020)



8.4.3. Coût de la chaleur fatale

› La valorisation de chaleur fatale représente des coûts d'investissement (capex) élevés.



Les **coûts d'installation de technologies de récupération varient en fonction de l'ampleur de la chaleur rejetée et valorisée** et donc de la puissance installée des technologies (Tableau 39 - Technologies de conversion de la chaleur fatale en électricité)

Le coût associé au déploiement d'un réseau de chaleur dépend de la localisation du consommateur. En cas de **valorisation interne, l'industriel prend en charge les investissements**. En cas de **valorisation externe**, notamment auprès du secteur résidentiel, un **développeur de projet** est en charge du déploiement du réseau. Un **exploitant** est ensuite mandaté pour assurer le maintien et le fonctionnement du réseau.

En 2023, la Wallonie a lancé un appel à projets « Réseaux d'énergie thermique ». L'appel à projets s'inscrivait dans le Plan de relance de la Wallonie (Projet 61) et visait à **valoriser l'énergie fatale** produite sur le territoire wallon et **augmenter le recours aux énergies renouvelables** (SPW Energie, 2023)

Défi #CF5 : Pour soutenir durablement le développement de la valorisation de la chaleur fatale, il est essentiel de pérenniser les appels à projets dédiés à cette énergie.

Défi #CF6 : La vision à court terme des investissements tend à déprioriser la mise en place des réseaux de chaleur coûteux et longs à amortir (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019)

Défi #CF7 : Les projets de réseaux de chaleur sont complexes et couvrent de nombreux intervenants (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019), ce qui freine leur mise en place par les industriels eux-mêmes.

› **La valorisation de chaleur fatale offre des économies significatives en matière de consommation énergétique en exploitant une source d'énergie récupérable.**

La **valorisation interne** de la chaleur fatale apparaît comme la **solution la plus cohérente** d'un point de vue énergétique et économique pour l'entreprise, en ce qu'elle impacte directement deux postes de consommation de l'entreprise.

D'une part, la récupération de la chaleur fatale permet de **réduire les coûts**, notamment les coûts de refroidissement. En effet, la chaleur fatale, une fois rejetée, doit souvent être refroidie pour des raisons techniques (telles que le traitement des fumées) ou réglementaires (comme la réduction de la température de rejet des eaux usées).

D'autre part, la récupération de la chaleur fatale permet de **limiter l'achat d'énergie**.

8.4.4. Potentiel de la chaleur fatale en matière de réduction des émissions de CO2

› **La chaleur fatale pourrait permettre de réduire les émissions de CO2 de l'industrie wallonne de près de 5 %.**

En augmentant la consommation de chaleur fatale jusqu'à 40 % de son potentiel en remplacement du gaz naturel, nous constatons une réduction de 6 % des émissions de CO2 de l'industrie (situation 1 dans le tableau ci-dessous).

En augmentant la consommation de chaleur fatale jusqu'à 100 % de son potentiel en remplacement du gaz naturel, nous observons une réduction de 13 % des émissions de CO2 de l'industrie (situation 2 dans le tableau ci-dessous). Cela correspond à un potentiel maximum théorique, qui n'apparaît pas réaliste.



Tableau 41 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de la chaleur fatale

Situation	Référence	Année	Gaz naturel			Chaleur et vapeur			Total	
			Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation de gaz naturel de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation de chaleur de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Emissions totales associées à la consommation énergétique totale (ktCO2eq)	Evolution /2020
Situation actuelle	/	2020	0.202	15470	3125	0.114	424	48	8659	
(1) Augmentation de la consommation de chaleur fatale à hauteur de 50 % son potentiel	Substitution de 40 %	2050	0.202	12957	2617	0.004	2010	8	8166	6%
(1) Augmentation de la consommation de chaleur fatale à hauteur de 100 % son potentiel	100 % du potentiel défini par le SPW	2050	0.202	10444	2110	0.004	5026	20	7569	13%

Note méthodologique : les calculs présentés dans le tableau sont simplifiés et donnent un ordre de grandeur, avec une variance élevée. Les calculs ne tiennent pas compte des différences d'efficacité énergétique entre les substitutions



8.5. Défis

Plusieurs défis relatifs au déploiement de la valorisation de la chaleur fatale dans l'industrie ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature.

› Défis économiques

- **Pérennisation des appels à projets** : Pour soutenir durablement le développement de la valorisation de la chaleur fatale, il est essentiel de pérenniser les appels à projets dédiés à cette énergie.

› Défis réglementaires

- **Cadre réglementaire lacunaire** : Le cadre réglementaire wallon pour la valorisation de la chaleur fatale est lacunaire. La Wallonie est tenue de mettre en œuvre les obligations et recommandations stipulées dans les diverses directives européennes concernant la facilitation, la collecte de données, les études de faisabilité, ainsi que l'utilisation de la chaleur fatale dans certains secteurs (data centers et installations industrielles).
- **Longues procédures de *permitting*** : Les procédures d'autorisation et d'octroi de permis sont floues pour les réseaux de chaleur (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019).
- **Vision stratégique manquante** : Les réseaux de chaleur sont souvent perçus comme concurrents des réseaux de gaz ou électriques. Les GRD s'intéressent à l'exploitation des réseaux de chaleur. La Région doit développer une vision stratégique où ces vecteurs ne sont pas en concurrence, mais plutôt complémentaires.
- **Manque d'investissements** : La vision à court terme des investissements tend à déprioriser la mise en place des réseaux de chaleur coûteux et longs à amortir (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019)

› Défis organisationnels

- **Faible priorité pour une utilisation industrielle** : Les réseaux de chaleur sont principalement axés sur une utilisation résidentielle et peu sur une utilisation industrielle.
- **Complexité organisationnelle des réseaux de chaleur** : Les projets de réseaux de chaleur sont complexes et couvrent de nombreux intervenants nécessitant une meilleure structuration du secteur (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019).

8.6. SWOT

L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associés à la valorisation de la chaleur fatale dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.



Tableau 42 - SWOT chaleur fatale

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• Source d'énergie produite inévitablement et récupérable	<ul style="list-style-type: none">• Investissements initiaux (CAPEX) élevés• Soutien financier limité• Cadre réglementaire lacunaire• Montage complexe des réseaux de chaleur avec de nombreux acteurs• Dépendance à la source d'énergie récupérée et risque en cas de panne• Contraintes en termes de prise d'espace sur site
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Potentiel inexploité• Appels à projets dédiés	<ul style="list-style-type: none">• Longues procédures d'autorisation et <i>permitting</i>



9. La géothermie

9.1. Description

- › **L'énergie géothermique offre la possibilité d'utiliser une fourchette de températures allant de moins de 30°C jusqu'à 150°C en Wallonie.**

Selon RED II, l'énergie géothermique fait référence à **l'énergie emmagasinée sous forme de chaleur sous la surface de la terre solide.**

L'énergie géothermique peut prendre différentes formes :

- La **géothermie peu profonde** exploite des sources de chaleur situées jusqu'à **1 200 mètres** :
 - La **géothermie de surface** ou **très basse énergie** implique l'utilisation de sources de chaleur situées à des profondeurs n'excédant pas **500 mètres**, où la **température est inférieure à 30°C**. La géothermie très basse énergie nécessite généralement le recours à des **pompes à chaleur géothermique** pour élever la température et la rendre utilisable. Les applications de la géothermie très basse énergie incluent le **chauffage de bâtiments résidentiels ou du secteur tertiaire**, tels que les hôpitaux, les administrations ou les centres commerciaux. L'utilisation de la chaleur peut se faire **directement** ou via un **réseau de chaleur**. La géothermie très basse énergie est **en développement en Wallonie**, bénéficiant d'une accessibilité économique.
 - La **géothermie minière** implique l'utilisation de sources de chaleur situées à des profondeurs allant **jusqu'à 1 200 mètres**.
- La **géothermie profonde** exploite des sources de chaleur situées **au-delà de 1 200 mètres** :
 - La **géothermie basse énergie** exploite des sources situées entre **1 200 et 3 000 mètres de profondeur**, où les **températures se situent entre 30 et 90°C**. La chaleur de la géothermie basse énergie peut être utilisée directement via un **réseau de chauffage**, comme cela est pratiqué depuis plus de vingt ans sur le **site de Saint-Ghislain par l'Intercommunale IDEA**.
 - La **géothermie moyenne énergie** exploite des sources situées jusqu'à **5 000 mètres de profondeur**, où les **températures sont supérieures à 90°C et pouvant aller jusqu'à 150°C**. La géothermie moyenne énergie permet également la **production d'électricité** considérée comme renouvelable. La géothermie moyenne énergie est **envisageable en Wallonie**, notamment au niveau du forage d'Havelange (Matele, 2023).
 - La **géothermie haute énergie** couvre des températures supérieures à 150°C, permettant la production de vapeur directement à la surface. Cette méthode n'est pas applicable en Belgique en raison de l'absence de réservoirs volcaniques.

9.2. Cadre réglementaire et ambitions

- › **L'UE encourage le déploiement de la géothermie en établissant des objectifs de croissance des énergies renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement, et en incluant l'énergie géothermique parmi les technologies soutenues par le NZIA.**

Au niveau de l'Union européenne, la directive RED III établit un **objectif contraignant d'augmentation annuelle de la part des énergies renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement de**



1,3 % par an⁶⁵. RED III demande aux Etats membres de simplifier les autorisations pour l'installation de petites (< 50 MW) et grandes pompes à chaleur (> 50 MW).

L'énergie géothermique est également intégrée dans le cadre du règlement pour une industrie "zéro émission nette", ou "*Net-Zero Industry Act*" qui vise à accroître la production de technologies propres dans l'UE. La géothermie est répertoriée parmi les technologies stratégiques.

› **La Wallonie possède un objectif de déploiement de la géothermie mais aucune obligation d'utilisation de géothermie dans l'industrie.**

Le PACE ambitionne de booster la production de chaleur de sources renouvelables à travers la **géothermie**, en passant de **18 TWh en 2019** à **251 TWh en 2030**. L'objectif associé à la production de chaleur à travers des pompes à chaleur aérothermiques et géothermiques est de **2.037 GWh en 2030** contre **344 en 2019**.

L'opérationnalisation de cette ambition passe en partie par la **Stratégie de réseaux de chaleur et de froid mise à jour en 2021** (Stratégie Chaleur). Ces efforts permettent d'atteindre une **part de renouvelable dans la consommation finale brute de chaleur de 29 %**, comparativement à 13,3 % en 2019. La Stratégie Chaleur prévoit la **modification du système de permis** pour **faciliter le développement de la filière géothermie peu profonde**. En outre, un **décret sous-sol** est en cours d'établissement pour instaurer un **cadre précis pour la géothermie destinée à attirer les investisseurs**.

En plus des projets déjà existants, le **Plan de Relance wallon** prévoit la réalisation d'au moins deux doublets en géothermie profonde à l'horizon 2030 ainsi que des projets en géothermie minière. Pour encourager le développement de nouveaux projets, la Wallonie prévoit la **mise en place d'un fond assurantiel**, sous forme de garantie. Le Gouvernement wallon a adopté en première lecture l'avant-projet de décret instaurant une garantie géothermique pour les projets d'exploration dans le sous-sol profond en 2019 (SPW, 2019). Ce nouveau dispositif vise à couvrir un risque naturel que les acteurs privés ne peuvent assurer⁶⁶.

Défi #G1 : Les éléments réglementaires wallons sont fragmentés et dépourvus de législation spécifique sur le chauffage et le refroidissement. Légiférer sur ces aspects permettrait d'accélérer le déploiement de la géothermie.

Défi #G2 : La géothermie souffre d'un faible niveau de priorité parmi les autres politiques énergétiques, induisant des capacités techniques et administratives insuffisantes.

⁶⁵ L'objectif est abaissé à 1,1 % si l'Etat membre ne parvient pas à valoriser la chaleur fatale.

⁶⁶ Un développeur évalue la ressource thermique qu'il pourrait exploiter du sous-sol et demande une garantie auprès du Gouvernement pour bénéficier d'une couverture. Le comité technique, composé d'administrateurs et d'experts en géologie et géothermie, valide le projet et recommande au Gouvernement wallon d'octroyer la garantie, sous conditions. Le demandeur qui obtient la garantie paie une prime d'assurance. Il effectue ensuite son premier forage pour évaluer la ressource réelle. Si la ressource réelle est inférieure à celle escomptée (en débit ou température), il peut demander une indemnisation. Le comité technique valide la ressource réelle et détermine le montant de l'indemnisation pour couvrir partiellement les pertes dues à une ressource moindre qu'escomptée. Pour plus d'informations : <https://borsus.wallonie.be/home/communiqués-de-presse/communiqués-de-presse/presses/une-garantie-regionale-pour-le-risque-geothermique.html>



9.3. Etat des lieux

› La géothermie est absente de la consommation énergétique industrielle.

Selon le bilan énergétique de l'industrie wallonne (ICEDD, 2022), en 2020, **aucune consommation énergétique ne provenait d'une source géothermique.**

Dans le cadre des **Accords de Branche**, les études de préfaisabilité pouvaient également porter sur la géothermie et permettre de mener à des investissements pour les bâtiments industriels. Malgré cette possibilité, la géothermie ne s'est pas développée dans l'industrie wallonne.

➤ La Wallonie n'exploite que 0,5 % de son potentiel géothermique à travers trois sites.

Trois sites géothermiques sont exploités à l'heure actuelle en Province de Hainaut et représentent une capacité de **18 MWth** et peuvent atteindre des températures allant jusqu'à **60°C** :

- le puits de Saint-Ghislain
- le puits de Douvrain
- le puits de Ghlin (GEOTHERMIA).

Parmi ces trois sites, **seul un site bénéficie à des entreprises du secteur tertiaire.** Situé près de Mons, le parc d'activité **GEOTHERMIA** offre aux entreprises et petites industries l'accès à de l'eau chaude provenant du sous-sol local. Cette chaleur géothermique est utilisée pour chauffer leurs bâtiments grâce à un réseau spécifiquement implanté dans la zone, voire pour alimenter les processus de production.

Selon la Stratégie Chaleur de la Wallonie, la Wallonie n'utiliserait que **0,5 % de son potentiel géothermique.**

Défi #G3 : Le potentiel géothermique dans le secteur résidentiel est considérable, ce qui en fait le principal axe de développement de la filière géothermique. A contrario, le développement d'applications industrielles est inexistant en Wallonie.

9.4. Potentiel

9.4.1. Aperçu des technologies associées à la géothermie

› L'énergie géothermique permet de répondre aux besoins en chaleur des procédés industriels nécessitant de la basse température.

Tous les besoins de climatisation et de chaleur à basse température, c'est-à-dire situés entre 0°C et 120°C, peuvent être satisfaits par l'énergie géothermique en remplacement des combustibles fossiles.

Les processus industriels thermiques qui peuvent bénéficier de l'énergie géothermique comprennent le préchauffage, l'évaporation, la pasteurisation, le lavage, le séchage ou encore la réfrigération.

L'énergie géothermique offre deux avantages principaux :

- L'énergie géothermique est une **énergie renouvelable disponible en permanence.** La disponibilité de l'énergie géothermique permet le maintien de la production industrielle à tout moment.



- Les processus industriels conventionnels qui utilisent de la chaleur peuvent, dans de nombreux cas, être utilisés avec des **adaptations mineures de manière techniquement efficace et économiquement viable**.
- › **Des pompes à chaleur, échangeurs et cycles binaires sont nécessaires à l'exploitation de l'énergie géothermique.**

Les systèmes géothermiques destinés à un usage industriel peuvent être subdivisés en deux parties principales : les **composants généraux des systèmes géothermiques** et les **technologies spécifiques aux applications industrielles** de cette énergie.

La première partie englobe les éléments généraux des systèmes géothermiques, à savoir : le puits géothermique, les connexions au puits géothermique, les conduites de transport des fluides, les équipements de traitement chimique de l'eau et les échangeurs de chaleur.

La deuxième partie concerne les technologies spécifiques à l'utilisation industrielle de l'énergie géothermique, telles que :

- **Le système d'extraction de la vapeur** : forage, sondes géothermiques, pieux géothermiques dans les aquifères ou pompage des nappes phréatiques.
- **Le système de valorisation des fluides géothermiques, d'ajustement des paramètres** (pression, température et débit) **et de traitement pour la mise en œuvre des processus technologiques**.

Les technologies d'application industrielle varient en fonction des températures récupérées comme illustré dans le Tableau 43.

- Pour la **géothermie très basse énergie** (<30°C), la chaleur peut être exploitée en **utilisation directe de chaleur**, via une **pompe à chaleur géothermique**. La pompe à chaleur géothermique permet de prélever la chaleur du sol et de la transférer à l'intérieur des bâtiments grâce à un système de distribution d'air ou d'eau. Ce système peut être utilisé pour chauffer à la fois les **environnements intérieurs** et l'eau utilisée dans les processus industriels.
- Pour la **géothermie basse énergie** (30 à 90°C), l'**utilisation directe de la chaleur** est possible à travers une **pompe à chaleur** ou un **échangeur de chaleur**. Les échangeurs de chaleur permettent de transférer la chaleur provenant du fluide vers un autre fluide, par exemple de l'eau chaude issue de la géothermie vers de l'eau chaude sanitaire ou de l'eau utilisée pour chauffer des bâtiments.
- La **géothermie moyenne énergie** (>90°C) nécessite l'utilisation d'un **cycle binaire**, d'un **échangeur de chaleur** ou d'une **pompe à chaleur**. Un cycle binaire consiste en l'utilisation d'un deuxième fluide auquel le fluide géothermique transfère sa chaleur.

Les technologies d'application industrielle sont toutes matures (TRL > 9).

Tableau 43 - Les températures de l'énergie géothermique et les technologies associées (Isabella Nardini, 2022)

Températures	Type de fluide	Application	Technologie
Très basse (< 30°C)	Eau	Utilisation directe de chaleur, réfrigération	Pompe à chaleur
Basse (30°C à 90°C)	Eau	Utilisation directe de chaleur	Echangeur de chaleur, pompe à chaleur
Moyenne (90°C à 150°C)	Eau	Utilisation directe de chaleur, production d'électricité	Cycle binaire, échangeur de chaleur, pompe à chaleur

Les installations géothermiques doivent être dimensionnées et gérées avec une expertise approfondie. En effet, sur certains sites, l'utilisation de la géothermie pour la climatisation en période estivale entraîne le réchauffement du sol. Si cette pratique est répétée chaque année sans régénération du sol, la température moyenne du sol augmentera progressivement jusqu'à devenir inexploitable. Pour éviter ce phénomène, il est nécessaire de régénérer le sol chaque hiver en extrayant la chaleur accumulée pendant l'été à l'aide d'une pompe à chaleur (Energie plus, s.d.).

9.4.2. Perspectives d'approvisionnement en énergie géothermique

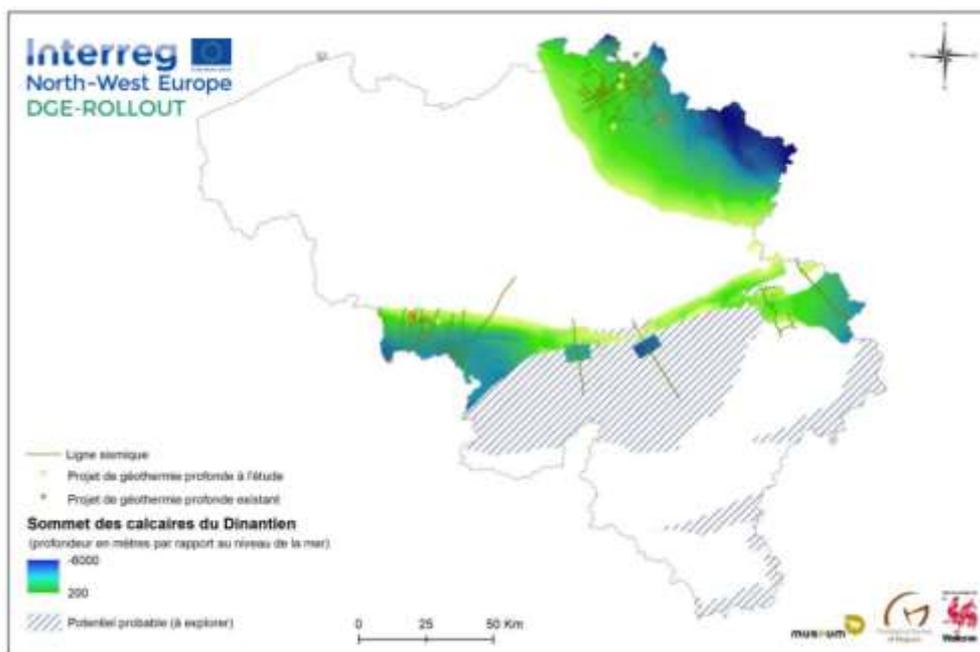
› La Région wallonne dispose d'un potentiel de développement en cours d'évaluation précise.

La Région wallonne dispose d'un potentiel de développement, estimé à 3 226 GWh dans la Stratégie Chaleur. Les zones d'intérêt sont identifiées (voir Figure 61) mais il est impossible de le chiffrer précisément aujourd'hui, la connaissance précise du sous-sol profond devant être étayée.

Afin de pallier ce manque d'information, la Wallonie a lancé un marché public afin d'établir la cartographie du potentiel wallon de la géothermie profonde.

Une vaste campagne géophysique de prospection a été menée en 2022 en Province de Namur et du Luxembourg à travers le projet GEOCOND22. En octobre 2023, un marché relatif à la caractérisation du sous-sol wallon a été lancé dans 4 zones en Wallonie devant conduire à des campagnes géophysiques dans les zones de Liège, Verviers-Eupen, Charleroi et Wavre- Ottignies d'ici 2025.

Figure 61 - Carte du potentiel de la géothermie profonde > 500 m en Belgique (SPW, Geological Survey of Belgium, Museum, 2023)

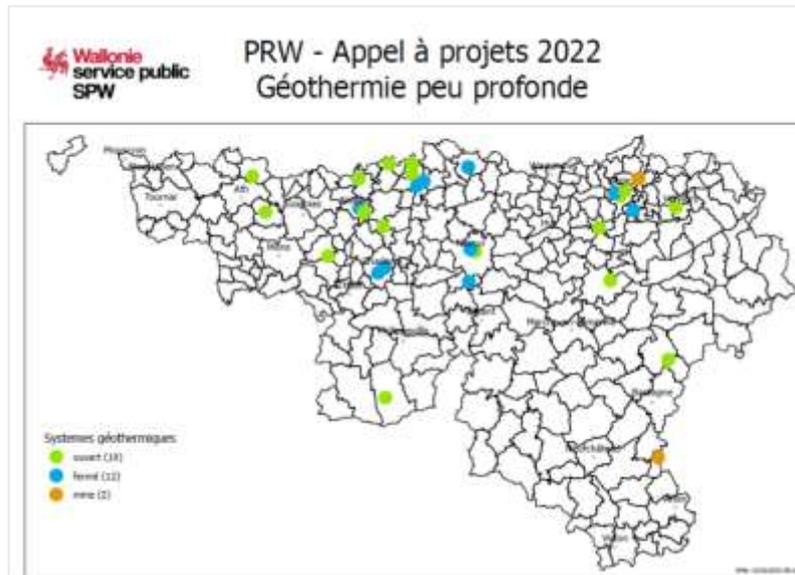


› Plus de 34 projets géothermiques recevront un soutien de la Wallonie.

Après un 1er appel à projets mené en 2021, la Région a lancé, en 2022, un 2^{ème} appel relatif à la géothermie de moyenne profondeur (jusqu'à 1 200 m) pour un budget de plus de 35 M€ financé par le Fonds Kyoto et le Plan de Relance de la Wallonie. Les appels à projets ont permis de sélectionner 34 projets, dont 24 privés, et ont mené à 3 études de faisabilité dans les bassins miniers (Mons, Charleroi et Liège) en vue de lancer des projets pilotes pour la production de chaleur renouvelable pour un budget de 1 M€.

Défi #G4 : Pour soutenir durablement le développement de la géothermie, il est essentiel de pérenniser les appels à projets dédiés à cette énergie renouvelable. La mise en place d'un appel à projets dédié aux applications industrielles permettrait d'initier le déploiement de la géothermie à des fins industrielles en Wallonie.

Figure 62 - Appels à projets 2022 - Géothermie peu profonde



Défi #G5 : Le manque de techniciens certifiés et de personnel possédant les compétences techniques nécessaires à la gestion du puits géothermique une fois en place freine le développement de la géothermie.

9.4.3. Perspectives de demande en énergie géothermique

Différentes cartes et données ont été mises en place concernant le potentiel des systèmes géothermiques peu profonds (< 500 m) et la perspective de demande des **secteurs résidentiel et tertiaire**. Elles sont disponibles sur le site de l'information géographique wallonne : Géoportail de la Wallonie⁶⁷.

Défi #G6 : Le potentiel géothermique demeure principalement théorique, soulignant la nécessité d'une évaluation plus précise en parallèle de la demande croissante des industries. Une évaluation intégrant les besoins des industriels et les potentiels liés à la localisation contribuerait à sensibiliser les industriels aux applications et au potentiel du chauffage et du refroidissement géothermiques.

⁶⁷ Entre autres :

- Densité de demande de chaleur brute 2022 - Secteur résidentiel : <https://geoportail.wallonie.be/catalogue/5b817cc0-9b67-44f8-b510-0b71f78fd8d9.html>
- Carte croisée - Demande de chaleur versus potentiel technique sous-sol des systèmes géothermiques fermés peu profonds - scénario favorable 2022 - Secteur tertiaire : <https://geoportail.wallonie.be/catalogue/944e35e9-9539-4c2a-a5f1-c47922260cad.html>



9.4.4. Coût de l'énergie géothermique

- › **La phase initiale d'exploration de la géothermie représente des risques, des coûts d'investissement (CAPEX) élevés.**

Les coûts d'installation d'une centrale géothermique varient en fonction de l'ampleur du besoin, par exemple la taille du bâtiment industriel ou la consommation de chaleur nécessaire, ainsi que des caractéristiques du terrain environnant. Selon les scénarios élaborés dans le cadre de la Stratégie Chaleur de la Wallonie, **le retour sur investissement** des installations géothermiques **peut aller jusqu'à près de 16 ans**.

Défi #G7 : Les investissements initiaux associés au développement de projets géothermiques sont importants. Une forme de garantie contre le risque de ne pas trouver une ressource effectivement exploitable pourrait permettre de favoriser le développement de projets.

Défi #G8 : Les difficultés d'accès au financement, en particulier pour les petits projets géothermiques, freinent les entreprises.

Défi #G9 : Les risques associés aux phases initiales d'exploration sont élevés. Les campagnes d'exploration du sous-sol afin de cartographier la ressource devrait permettre de minimiser les risques pour les investisseurs.

- › **La géothermie offre des économies significatives en matière de consommation énergétique en exploitant une source d'énergie renouvelable, gratuite et stable.**

A long terme, l'utilisation d'énergie géothermique entraîne des économies d'énergie et donc financières. La géothermie présente des **coûts d'exploitation réduits** et offre des gains d'efficacité en fournissant directement de la chaleur constante.

Les réseaux de chaleur permettent de donner l'accès à une énergie renouvelable et abordable pour tous, en répartissant les coûts et frais d'entretien.

- › **L'exploitation de l'énergie géothermique permet la récupération de minéraux critiques.**

Une des externalités positives de la géothermie méritant d'être mise en avant est la récupération des minéraux à partir des saumures géothermiques, tels que le lithium, la silice, le zinc, le manganèse, ainsi que plusieurs terres rares. **L'extraction et la commercialisation de ces minéraux pourraient constituer un moyen de financer les projets géothermiques.** En Wallonie, trois zones de ce type ont été identifiées dans le cadre du projet CHPM2030 (CHPM2030, s.d.).

Focus : Expérience des Pays-Bas en matière de soutien à la géothermie selon l'analyse de l'IRENA (IRENA et IGA, 2023)

Le déploiement géothermique étant faible en Wallonie, l'expérience de régions voisines permet d'identifier des bonnes pratiques à mettre en place et les erreurs à éviter.

Diverses incitations et mécanismes de réduction des risques sont disponibles pour stimuler la croissance des applications de chaleur géothermique aux Pays-Bas. Le Gouvernement finance des **études pour estimer le potentiel géologique et technico-économique** de l'énergie géothermique à l'échelle nationale. Ces données sont disponibles en ligne sur un portail de données numériques (ThermoGIS). Les données du sous-sol, telles que les données sismiques et pétrophysiques, sont



rendues publiques après cinq ans sur le portail néerlandais du pétrole et du gaz (NLOG), aidant les développeurs de projets géothermiques à petite échelle. La Réglementation nationale des subventions économiques (RNES) a établi en 2009 le **régime de garantie pour l'énergie géothermique afin de réduire le risque d'incertitude géologique du sous-sol**. Depuis 2012, les projets géothermiques sont éligibles au régime **SDE+/SDE++**, qui offre des **tarifs d'achat de la chaleur** préférentiels pour les projets de chaleur renouvelable. Des **fonds nationaux** sont disponibles pour les **études d'innovation et de faisabilité**, et **l'exploration des zones** avec peu de données sous-surface est **financée par le programme de la Campagne sismique néerlandaise pour l'énergie géothermique (SCAN)**.

Malgré l'existence de divers incitatifs, l'environnement de financement et d'investissement reste difficile pour plusieurs raisons. A titre d'exemple, les **régimes de subvention**, tels que le SDE++, imposent généralement des **échéances strictes** pour le développement et l'exploitation des projets, constituant un facteur limitant pour les projets géothermiques qui présentent une incertitude significative. Par ailleurs, les **retards dans l'obtention des permis** rendent difficile le respect des régimes de subvention. De plus, l'énergie géothermique a dû rivaliser pour les subventions avec d'autres technologies de chauffage renouvelable, **sans tenir compte des caractéristiques uniques des projets géothermiques**.

Pour remédier à certains problèmes, à partir de 2023, **les projets géothermiques ne rivaliseront que dans leur secteur pour les subventions**. Par ailleurs, une mise à jour de la Loi minière néerlandaise qui régit les projets géothermiques profonds, **obligera la société d'investissement d'État EBN à participer aux projets géothermiques en tant qu'actionnaire**. En participant directement aux projets, le Gouvernement néerlandais espère accélérer le développement de l'énergie géothermique, partager les risques et améliorer le partage des connaissances dans le secteur.

Ces changements de politique et de réglementation ont conduit à une **augmentation des licences d'exploration accordées ainsi qu'à des demandes d'exploration et de production en 2021**. Avec la prochaine modification de la Loi minière, le **développement devrait à nouveau s'accélérer**.

9.4.1. Potentiel de la géothermie en matière de réduction des émissions de CO2

› **La géothermie pourrait permettre de réduire les émissions de CO2 de l'industrie wallonne moins de 5 %.**

Le facteur d'émission de combustion de la géothermie est nul.

Une augmentation de l'utilisation de la géothermie pour remplacer la consommation de vapeur/chaleur industrielle pourrait entraîner une réduction des émissions de CO2 dans l'industrie d'environ 1 % (situation 1 dans le tableau ci-dessous).

En se basant sur les objectifs du PACE concernant la production de chaleur provenant de la géothermie et des pompes à chaleur aérothermiques et géothermiques, il est également possible d'évaluer le niveau de réduction possible (voir note méthodologique sous le tableau ci-dessous) en remplacement de la consommation de chaleur/vapeur et du gaz naturel (situation 2 dans le tableau ci-dessous). En utilisant ces objectifs, on obtient une réduction des émissions de CO2 d'environ 3 %.



Tableau 44 - Calculs théoriques d'évolution des émissions de CO2 en cas d'utilisation de l'énergie géothermique

Situation	Référence	Année	Gaz naturel			Géothermie			Total	
			Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation de gaz naturel de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Facteur d'émission (kgCO2eq/kWh) (ADEME, 2022)	Consommation énergie géothermique de l'industrie wallonne de 2020 ou calculée (GWh)	Emissions totales (ktCO2eq) (Facteur d'émission x consommation 2022)	Emissions totales associées à la consommation énergétique totale (ktCO2eq)	Evolution /2020
Situation actuelle	/	2020	0.202	15470	3125	0.000	0	0	8659	
(1) Remplacement de la chaleur/vapeur par de la géothermie	Hypothétique	2030				0.000	424	0	8611	1%
(2) Augmentation de la consommation de géothermie à hauteur de 444 GWh	PACE et objectif de production géothermique	2030	0.202	14602	2950	0.000	444	0	8389	3%

Note méthodologique : les calculs présentés dans le tableau sont simplifiés et donnent un ordre de grandeur, avec une variance élevée. Les calculs ne tiennent pas compte des différences d'efficacité énergétique entre les substitutions. On attribue une part de 50 % à l'objectif de production de chaleur à partir de pompes à chaleur aérothermiques et pompes géothermiques (2037 GWh) afin d'isoler les pompes à chaleur aérothermiques. Par ailleurs, on applique un coefficient de 0,35 à la production des pompes à chaleur et de la géothermie en usage direct (251 GWh) pour représenter la part de l'industrie dans la consommation finale totale de la Wallonie. On estime un potentiel de consommation d'environ 444 GWh sur une production totale.

Défi #G10 : Le manque d'information sur la technologie géothermique, les préoccupations relatives à l'utilisation des terres ainsi que les impacts environnementaux et sociaux contribuent à une faible acceptation de la géothermie par les citoyens.



9.5. Défis

Plusieurs défis relatifs au déploiement de la géothermie dans l'industrie ont été identifiés. La plupart de ces défis ont été mis en avant grâce à la littérature, notamment le rapport de l'Agence internationale de l'énergie renouvelable (IRENA) et de l'Association internationale de la géothermie (IGA) (IRENA et IGA, 2023).

> Défis techniques

- **Potentiel imprécis** : Le potentiel géothermique demeure principalement théorique, soulignant la nécessité d'une évaluation plus précise en parallèle de la demande croissante des industries. Une évaluation intégrant les besoins des industriels et les potentiels liés à la localisation contribuerait à sensibiliser les industriels aux applications et au potentiel du chauffage et du refroidissement géothermiques.
- **Incidents et risques potentiels** : Les risques associés aux phases initiales d'exploration sont élevés. Les campagnes d'exploration du sous-sol afin de cartographier la ressource devraient permettre de minimiser les risques pour les investisseurs.

> Défis économiques

- **Pérennisation des appels à projets** : Pour soutenir durablement le développement de la géothermie, il est essentiel de pérenniser les appels à projets dédiés à cette énergie renouvelable. La mise en place d'un appel à projets dédié aux applications industrielles permettrait d'initier le déploiement de la géothermie à des fins industrielles en Wallonie.
- **CAPEX importants** : Les investissements initiaux associés au développement de projets géothermiques sont importants. Une forme de garantie contre le risque de ne pas pouvoir trouver une ressource effectivement exploitable pourrait permettre de favoriser le développement de projets.
- **Difficile accès au financement** : Les difficultés d'accès au financement, en particulier pour les petits projets géothermiques, freinent les entreprises.

> Défis réglementaires

- **Absence de cadre législatif** : Les éléments réglementaires wallons sont fragmentés et dépourvus de législation spécifique sur le chauffage et le refroidissement. Légiférer sur ces aspects permettrait d'accélérer le déploiement de la géothermie.
- **Priorité basse** : La géothermie souffre d'un faible niveau de priorité parmi les autres politiques énergétiques, induisant des capacités techniques et administratives insuffisantes.
- **Priorité basse sur l'industrie** : Le potentiel géothermique dans le secteur résidentiel est considérable, ce qui en fait le principal axe de développement de la filière géothermique. A contrario, le développement d'applications industrielles est inexistant en Wallonie.



> Défis organisationnels

- **Acceptation sociale** : Le manque d'information sur la technologie géothermique, les préoccupations relatives à l'utilisation des terres ainsi que les impacts environnementaux et sociaux contribuent à une faible acceptation de la géothermie par les citoyens.
- **Manque de personnel** : Le manque de techniciens certifiés et de personnel possédant les compétences techniques nécessaires à la gestion du puits géothermique une fois en place freine le développement de la géothermie.

9.6. Analyse SWOT

L'analyse SWOT permet de synthétiser les points forts, les faiblesses, les opportunités et les menaces associés à la biomasse dans le cadre de la décarbonation des industries en Wallonie.

Tableau 45 - SWOT Géothermie

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none">• Source d'énergie renouvelable stable offrant des gains d'efficacité	<ul style="list-style-type: none">• Investissements initiaux (CAPEX) élevés et ROI longs• Soutien financier limité• Risques élevés lors des phases initiales d'exploration• Cadre réglementaire complexe et fragmenté• Nécessite d'être localisé dans une zone géothermique
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none">• Potentiel inexploité• Exploitation possible des minéraux• Appels à projets (fonds Kyoto et PRW)• Développement des communautés d'énergie	<ul style="list-style-type: none">• Longs délais de développements des projets dont les procédures d'autorisation et <i>permitting</i>• Manque de main-d'œuvre qualifiée• Acceptation sociale



10. Vue d'ensemble de la potentielle future infrastructure wallonne

- › Pour répondre aux besoins croissants d'électricité, l'infrastructure de transport belge est actuellement en cours d'adaptation.

Le phénomène d'électrification des procédés est en expansion depuis déjà plusieurs années. Pour soutenir l'augmentation de la demande en électricité, les **réseaux de transport et de distribution** doivent être **renforcés**. Des projets sont en cours dans ce sens en Wallonie.

La **Boucle du Hainaut** est un projet d'Elia portant sur la construction d'une nouvelle liaison électrique aérienne ou souterraine d'une capacité de transport de 6 GW traversant 14 communes de la Wallonie. Le projet est actuellement à l'arrêt du fait d'une forte opposition, notamment de la part des riverains et autorités locales, et de recours.

Le **projet ALEGrO d'Elia et Amprion** a pour objectif de **connecter la Belgique à l'Allemagne** à travers une réseau haute tension aérienne traversant plusieurs villes en Wallonie à l'est de Liège. Cette liaison est effective depuis 2020. La connexion à l'Allemagne permet **d'atténuer le risque d'inadéquation entre la production disponible et les besoins de consommation** et contribue à la **sécurité d'approvisionnement** en diversifiant les sources disponibles (Elia, 2016).

- › Les infrastructures existantes et planifiées pour le transport d'hydrogène pourront permettre d'accélérer l'usage de ce vecteur.

Le projet de réseau de **Fluxys**, qui a été nommé **gestionnaire des réseaux d'hydrogène belge**, comprend **des pipelines longeant la Meuse entre Charleroi et Liège** et des extensions vers la Flandre et les pays frontaliers. Dans la première phase de déploiement prévue pour 2026, 44 km sur les 150 km prévus sont en Wallonie : 8 km pour la région liégeoise et 36 km entre Eynatten et Berneau pour une future connexion avec l'Allemagne (RTBF Actus, 2023).

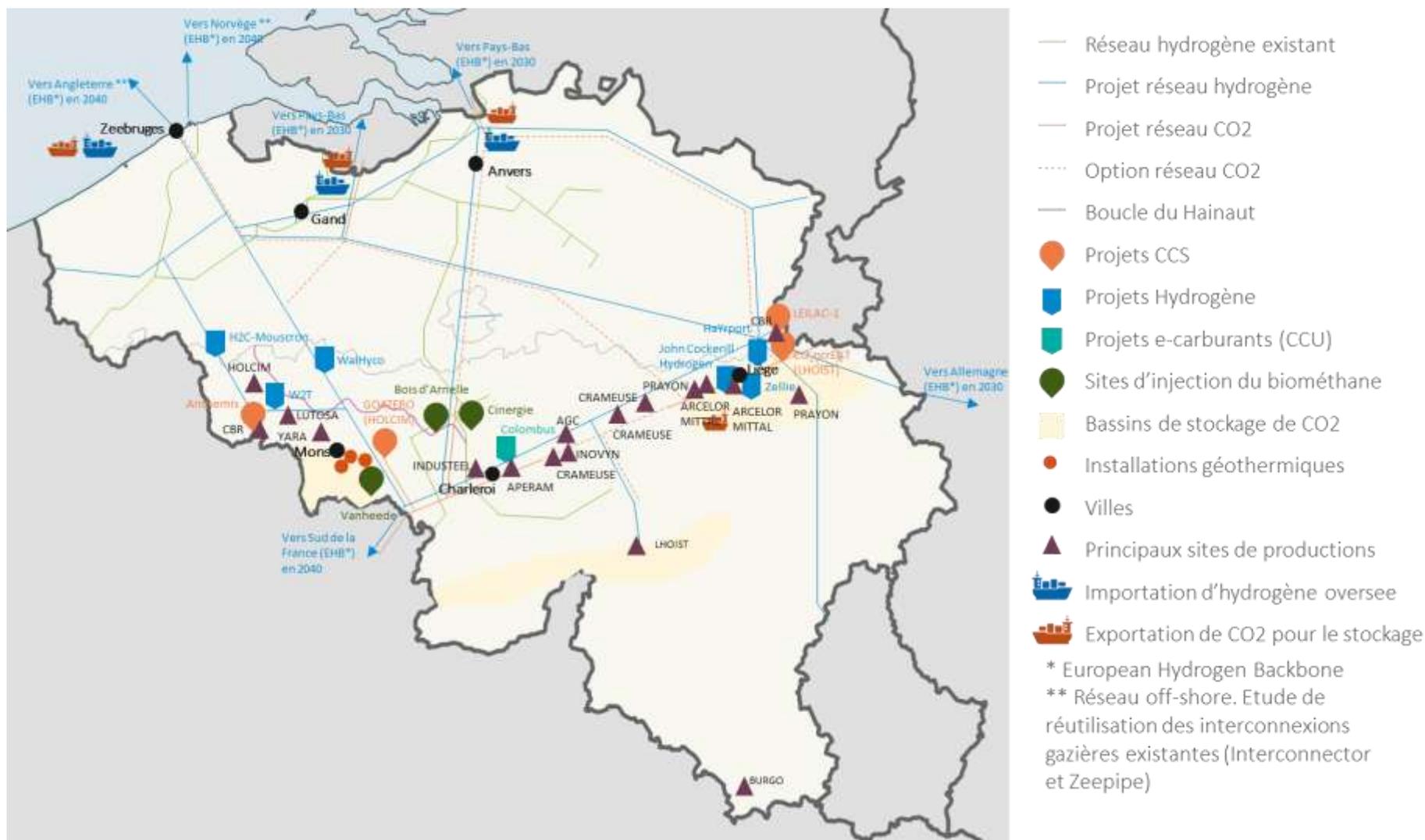
En raison de son positionnement géographique, le projet européen **European Hydrogen Backbone** comprend plusieurs connexions en Belgique et plus particulièrement en Wallonie dont une première avec l'Allemagne prévue pour 2030 et une avec la France en 2040 (EHB, 2024).

- › Le projet de réseau CO2 de Fluxys devrait permettre de relier les sites de capture aux sites d'utilisation ou de stockage.

Le projet de réseau CO2 de Fluxys, potentiel gestionnaire du réseau de CO2 belge, devrait permettre le **transport de 30 millions de tonnes de CO2 d'ici 2030 en Belgique** (Fluxys, n.d.). Le réseau CO2 prévu s'étend dans **deux zones en Wallonie : autour de Charleroi et de Liège**. La plupart des projets de capture en cours ou planifiés seront connectés au réseau. Optionnellement, un pipeline sera construit le long de la Meuse, si la demande est suffisante et si le transport fluvial ne permet pas de répondre à ce besoin.



Figure 63 - Localisation des futurs réseaux et projets de décarbonation en Wallonie (WaterstofNet, Cluster TWEED, Fluxys, 2022) (Elia, s.d.) (SPW, 2023) (Belgian Greenhouse Gas Registry, 2021) (Ores, 2023)







PARTIE F : Les autres volets de la décarbonation industrielle



Ce chapitre vise à présenter les voies de décarbonation possibles pour les industries, non directement liées aux procédés, mais plutôt à l'activité même des entreprises. Les émissions provenant du transport de marchandises avec des véhicules possédés par l'entreprise sont classées en scope 1, tandis que celui sous-traité relève du scope 3. Le chauffage et la climatisation des bâtiments sont inclus dans les émissions de scope 1 et 2.

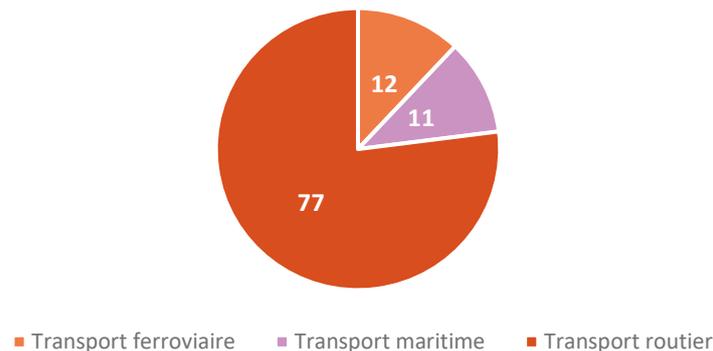
Ces éléments ont été intégrés dans le but de couvrir les émissions sur lesquelles les entreprises peuvent agir. Bien que la chaîne logistique et la gestion des bâtiments puisse représenter une part minoritaire des émissions en comparaison avec des industries qui utilisent des procédés à haute température non électrifiés, elles demeurent des axes de réflexion importants dans la décarbonation de l'industrie.

1. La chaîne logistique (transport de marchandises)

1.1. Introduction

Le **transport routier** est le mode prédominant pour le transport de marchandises tout en étant le plus impactant d'un point de vue environnemental. En 2019, le transport routier représentait 77 % (Regul, 2021) du transport total de marchandises en Belgique (SPW, 2020)⁶⁸.

Figure 64 - Part modale du transport de marchandises en Belgique en 2019 (en %) (Regul, 2021)



L'importance du transport routier en Belgique s'explique notamment par son caractère flexible ainsi que par la densité importante de l'infrastructure routière du territoire.

Entre 2000 et 2017, le transport routier de marchandises a progressé de 35,3 % en Wallonie pour atteindre 22 milliards de t-km⁶⁹.

En Wallonie, les priorités pour le secteur des transports visent à rationaliser la demande en transport et à favoriser la multimodalité en privilégiant les modes de transport moins émetteurs d'émissions de GES. A travers le PACE 2030, la Wallonie prévoit de poursuivre l'interdiction progressive des véhicules les plus polluants, d'augmenter l'offre de bornes de recharge publiques pour les véhicules électriques (6 900 points de rechargement à l'horizon 2026) et de faire évoluer la redevance kilométrique des poids lourds à partir de 2025 selon la performance des véhicules et différents paramètres⁷⁰.

⁶⁸ La part modale du transport routier est probablement plus élevée en Wallonie que sur l'ensemble de la Belgique. Les dernières données régionales datent de 2009, mais indiquaient une part modale du rail de 75 % au niveau de la Belgique et 84 % au niveau de la Wallonie.

⁶⁹ La tonne-kilomètre est une unité de mesure de quantité de transport correspondant au transport d'une tonne sur un kilomètre. Ces données concernent uniquement les poids lourds. L'essor de l'e-commerce ainsi que la redevance kilométrique instaurée en 2016 pour les camions ont probablement contribué à un usage accru de véhicules utilitaires légers pour le transport de marchandises dont le parc a plus que doublé entre 2000 et 2017 (+ 102 %).

⁷⁰ Selon le PACE 2030, l'évolution de la redevance kilométrique pourrait porter notamment sur :

a) la modularisation du tarif en fonction de différents paramètres (encombrement, plages horaires, tronçons précis, etc.) ;



Plusieurs alternatives aux poids lourds diesel ou essence existent pour réduire les émissions de GES du secteur en fonction du type de marchandises, de la distance à parcourir et des infrastructures disponibles :

- **Changer de vecteur énergétique** via le remplacement des moteurs thermiques par des moteurs électriques ou via un changement de carburant qui remplace les carburants fossiles par des carburants plus propres.
- **Favoriser l'efficacité énergétique** par un remplacement de la flotte par des véhicules plus performants sur le plan énergétique ou par l'optimisation des itinéraires.
- **Réaliser un transfert modal vers le transport par voie ferroviaire et maritime** plus efficace en termes d'émissions par tonne de marchandise, mais qui nécessite des infrastructures spécifiques.

1.2. Changer de vecteur énergétique

1.2.1. Options et applications

Pour les **véhicules commerciaux jusqu'à 26t** destinés à **parcourir de courtes distances**, l'électrification par batterie est la solution la plus pertinente.

L'évolution est plus nuancée pour le segment des **véhicules lourds ou destinés à parcourir de plus longues distances** en raison de la faible autonomie des véhicules électriques (200 à 350 km).

Plusieurs alternatives au diesel existent et laissent penser que le mix énergétique du transport routier de marchandises pourrait se diversifier.

Les sections suivantes détaillent les véhicules électriques, ainsi que ceux fonctionnant au biométhane, à l'hydrogène et au biodiesel.

b) la modularisation de la redevance selon la performance énergétique des véhicules.

La redevance kilométrique « poids lourds » a déjà été indexée en Wallonie le 1er janvier 2023. Les recettes supplémentaires devraient permettre de financer la réfection des routes wallonnes à hauteur de 320 millions d'euros en 2023. Pour plus d'informations : <https://www.lesoir.be/543739/article/2023-10-16/les-revenus-de-la-redevance-poids-lourds-prochainement-en-hausse-en-wallonie>



Tableau 46 - Avantages, inconvénients et coût des alternatives au diesel

Carburants	Usages	Avantages	Inconvénients	CAPEX et évolution [k€/véh]	OPEX ⁷¹ [k€/an/véh]	Coûts énergétiques ⁷²
Diesel et essence (origine fossile)	Tout type de poids lourd	<ul style="list-style-type: none"> - Offre la meilleure autonomie (500 – 1500 km) - Infrastructure de ravitaillement répandue 	<ul style="list-style-type: none"> - Energie fossile polluante - Émission de particules fines - Exclusion progressive des LEZ⁷³ (diesel en 2025) 	133 Prix en stagnation	5,9	1,7 à 1,8 €/l
Gaz naturel (GNC et GNL)	Tout type de poids lourd	<ul style="list-style-type: none"> - Autonomie et temps de ravitaillement équivalents au diesel 	<ul style="list-style-type: none"> - Infrastructure de ravitaillement peu répandue - Véhicules plus chers que les véhicules diesel 	171 Prix en stagnation	6,0	1,6 €/kg
Biodiesel et biogazoline	Poids lourds longue distance	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation dans les véhicules diesel et essence sans modification jusqu'à un certain seuil. - Possibilité de rouler au 100 % bio (B100) si véhicule homologué. - Réduction des émissions de CO₂ de 60 % à 80 % par rapport au diesel/essence d'origine fossile à l'usage 	<ul style="list-style-type: none"> - Émission de particules fines - Production de biocarburants pouvant entrer en compétition avec l'alimentation humaine et animale - Disponibilité limitée induisant des risques de coûts élevés - Les émissions varient en fonction de la matière première utilisée 	133 Prix en stagnation	6,0	2,1 à 2,4 €/l Très faible disponibilité
Biométhane (bioGNC / bioGNL)	Poids lourds longue distance	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation dans les véhicules roulant au CNG/LNG sans modification - Réduction potentielle des émissions de CO₂/km de 70 % par rapport au diesel - Origine locale 	<ul style="list-style-type: none"> - Émission de particules fines - Faible disponibilité du biométhane en Wallonie et en Belgique - Infrastructure de ravitaillement LNG (plus pertinent pour les poids lourds) peu répandue : 26 stations en Belgique 	171 Prix en stagnation	6,0	2,0 à 2,2 €/kg Très faible disponibilité

⁷¹ Les OPEX couvrent les coûts d'entretien et de réparation, à l'exclusion des coûts dits variables liés à l'utilisation du véhicule, tels que les coûts énergétiques.

⁷² Les variations des coûts énergétiques sont très incertaines, car elles dépendent également des mécanismes de soutien mis en place par les autorités (par exemple, les allègements fiscaux) et des tendances de la production et de la demande. L'objectif est de comparer les véhicules utilisant des carburants à faible teneur en carbone avec ceux utilisant des carburants fossiles.

⁷³ Low Emission Zones



Hydrogène	Poids lourds longue distance	<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'émission de CO2 à l'usage - Autonomie plus longue (400 – 800 km) et recharge plus rapide que les véhicules électriques 	<ul style="list-style-type: none"> - Véhicules les plus coûteux - Rendement faible - Technologie encore en développement - Infrastructures de recharge peu répandues - Nombre de modèles très limité sur le marché 	351 Prix en diminution	10,8 Prix en diminution	4.0 €/kg Très faible disponibilité, mais généralement en diminution
Électrique	Poids légers à lourds, courte et moyenne distance	<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'émission de CO2 à l'usage - Déjà pertinent pour la logistique urbaine et régionale - Potentielle amélioration de l'autoconsommation et de l'empreinte CO2 grâce au couple borne de recharge et production renouvelable - Bénéfices au niveau de la pollution atmosphérique et sonore 	<ul style="list-style-type: none"> - Véhicules plus chers à l'achat - Autonomie limitée (200 à 350 km) - Temps de recharge long - Nombre de modèles limité sur le marché - Dépendance des émissions (sur la durée de vie) à la source de production de l'électricité 	212 Prix en diminution	10,7 Prix en diminution	Dépend du type de charge (domicile avec ou sans autoproduction, borne publique) – si du réseau 90 à 150€/MWh



1.2.2. Véhicules électriques

A. Usages pertinents

L'électrification des poids lourds est la solution la plus pertinente pour les **véhicules commerciaux jusqu'à 26t** destinés à **parcourir de courtes distances**. Les véhicules de 3,5 à 16t sont généralement utilisés pour les livraisons en zone urbaine. Les véhicules de 16 à 26t servent principalement au transport régional de marchandises. Selon les analyses de TNO (Transport&Environment, 2022), les poids lourds utilisés pour livraison urbaine et régionale parcourent 286 km par jour en moyenne en Europe, pour une autonomie allant de 200 à 350km selon les modèles.

L'évolution est plus nuancée pour les **véhicules lourds ou destinés à parcourir de plus longues distances** en raison de la faible autonomie des alternatives électriques (200 à 350km). Les niveaux d'autonomie s'améliorent, et permettront de répondre aux besoins d'autonomie de la majorité des usages.

Selon les analyses de la Netherlands Organisation for Applied Scientific Research TNO (Transport&Environment, 2022), les poids lourds les plus courants pour les opérations régionales et longue distance, parcourent en moyenne 530 km par jour, et la répartition du kilométrage journalier montre que 97 % de la flotte européenne de poids lourds ne parcourent pas plus de 800 km par jour. L'autonomie des poids lourds actuellement disponibles est insuffisante pour parcourir de telles distances sans arrêt. Les conducteurs de poids lourds de l'UE ne peuvent cependant conduire que 4,5 heures consécutives avant une pause de 45 minutes. À 80 km/h, ils peuvent couvrir 360 km avant la prochaine pause où recharger.

Les poids lourds électriques les plus performants peuvent donc réaliser des voyages longue distance moyennant une grande disponibilité des bornes de recharge rapide. Le développement de l'infrastructure nécessaire sera soutenu, entre autres, par la réglementation européenne sur les carburants alternatifs (AFIR, 2023).

Une alternative à l'électrification des poids lourds sous forme de véhicules électriques à batterie (*battery electric vehicles - BEV*) sont les véhicules électriques à batterie avec charge en cours de route (*overhead catenary battery electric vehicles - OC-BEV*). Les deux types de véhicules utilisent un système de propulsion électrique et une batterie pour faire avancer le véhicule, mais nécessitent des systèmes de recharge distincts. La recharge dynamique des véhicules se fait via un système de route électrique (*Electric Road System - ERS*) qui peut être alimenté par des lignes aériennes (caténaires), un rail conducteur ou une charge par induction. Les véhicules OC-BEV ont une batterie qui peut être chargée pendant que l'ERS les alimente, permettant une autonomie électrique hors des lignes aériennes. Le principal défi de l'ERS est le développement des infrastructures et les coûts initiaux élevés. La technologie doit également être harmonisée dans l'UE et son déploiement coordonné pour assurer l'interopérabilité.

B. Potentiel de déploiement et de réduction des émissions gaz à effet de serre

- › **T&E estime que d'ici 2030 et 2050, respectivement 30 % et 100 % des ventes de poids lourds jusqu'à 26 tonnes seront des *Battery Electric Vehicles* (BEV).**

Des poids lourds de livraison urbaine et régionale électrifiés jusqu'à 26 tonnes sont déjà disponibles sur le marché et peuvent remplacer les véhicules thermiques au fur et à mesure du remplacement de la flotte. T&E estime que d'ici 2030 et 2050, respectivement 30 % et 100 % des ventes de poids lourds jusqu'à 26 tonnes seront des BEV (Transport & Environment, 2020).

L'offre de poids lourds électriques au-delà de 26 tonnes est encore limitée mais devrait augmenter rapidement grâce à une technologie gagnant en maturité et des autonomies en hausse. La transformation du marché devrait se confirmer en 2025 avec l'annonce, par les principaux



constructeurs, de la production en série de poids lourds électriques avec une autonomie de 400-500 km et une capacité de charge rapide. 4 à 9 % des ventes totales de poids lourds pourraient être sans émissions directes en 2025, et 42 à 48 % en moyenne d'ici 2030 (Transport&Environment, 2021).

Le développement des poids lourds électriques destinés à parcourir des longues distances nécessite un **réseau important de bornes de recharge rapide**. D'après les statistiques de la Commission européenne, la Belgique comptabilise déjà environ 2 350 bornes de recharge rapides au premier trimestre 2024 (Commission, 2024), soit une multiplication par 5 par rapport à 2021. Le développement de l'infrastructure nécessaire sera de plus soutenu, entre autres, par la réglementation européenne sur les carburants alternatifs (AFIR, 2023).

- › **L'impact des poids lourds électriques est plus faible que l'impact des poids lourds thermiques sur tout son cycle de vie, moyennant l'usage d'électricité renouvelable.**

En termes d'impact sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, le poids lourd électrique est la **solution la plus vertueuse pour le climat**. Un poids lourd longue distance moyen émet environ 1 900 tCO₂e durant sa durée de vie alors qu'un poids lourd électrique émet environ 250 tCO₂e (Transport&Environment, 2022), **pour autant que la production d'électricité se fasse à partir d'énergie renouvelable**. En effet, les émissions indirectes lors de la production des véhicules électriques sont supérieures à celles émises lors de la production des véhicules thermiques. Ainsi, pour observer une réduction sur tout le cycle de vie du véhicule, le facteur d'émission de l'électricité doit être faible, et doit donc être issue de sources renouvelables.

L'électrification directe est également la motorisation avec le meilleur rendement énergétique, avec des **pertes de conversion "de la source à la roue" inférieures à 25 %**. Des défis sont associés à la croissance du nombre de véhicules électriques : l'augmentation de la demande en électricité verte pourra peser sur les capacités de production et les besoins de recharge pèseront sur le réseau électrique, déjà fortement sollicité du fait de l'électrification des autres usages.

Enfin, un moteur électrique est constitué de moins de composants et nécessite moins d'entretien et de réparations qu'un moteur à combustion thermique.

- › **Le recyclage des batteries permet de répondre à la demande en ressources critiques mais cela ne couvrira qu'une partie de la demande croissante des ressources nécessaires à la production de voitures électriques.**

L'inconvénient des véhicules électriques est qu'ils **nécessitent des ressources minérales**⁷⁴ (graphite, cobalt, nickel, lithium, manganèse) dont la disponibilité et l'impact environnemental peuvent être un frein à leur développement. Avec l'augmentation de la production de véhicules électriques, l'UE prévoit un besoin de 60 fois plus de lithium et 15 fois plus de cobalt en 2050. L'Agence internationale de l'énergie estime que la demande mondiale de nickel et de cobalt pourrait être multipliée par 20, et celle de lithium par plus de 40 d'ici à 2040 (Transport&Environment, 2022).

T&E estime qu'assez de ressources sont disponibles pour produire 14 millions de voitures électriques en 2023 et 21 millions en 2025, soit 50 % de plus que les estimations du marché (Transport&Environment, 2022). La conclusion de l'étude menée par T&E est qu'il existe suffisamment de nickel et de lithium, qui ne sont a priori pas en pénurie dans la croûte terrestre, pour répondre aux besoins mondiaux en voitures électriques. L'étude insiste cependant sur le fait que les décideurs politiques européens doivent faire davantage pour renforcer l'approvisionnement en métaux d'origine durable. Ces chiffres sont toutefois à prendre avec recul, en effet, les ressources citées ne sont pas toujours accessibles et leur extraction n'est pas sans dommage sur l'environnement, d'autant que certaines se trouvent dans des zones écologiques riches en biodiversité. Enfin, **le recyclage ne permet**

⁷⁴ Les moteurs électriques peuvent contenir des terres rares, mais pas les batteries. Malgré leur nom, les "terres rares" sont en réalité des métaux et ne sont pas rares, elles sont déjà utilisées dans un très grand nombre d'applications industrielles.



pas d'endiguer les besoins en matière première, simplement de retarder l'échéance de la fin des ressources disponibles (Grosse, 2010).

Par ailleurs, les ressources minérales se récupèrent et se recyclent. Le Règlement européen sur les batteries oblige les entreprises à collecter et recycler toutes les batteries mises sur le marché. Celles-ci devront atteindre des taux de recyclage définis pour chaque métal : 35 % pour le lithium et 90 % pour le cobalt, le nickel et le cuivre en 2025, allant respectivement jusqu'à 70 % et jusqu'à 95 % en 2030 (Transport&Environment, 2022).

C. Coûts

Le prix d'achat plus élevé est l'un des principaux obstacles à l'achat de poids lourds électriques. Le prix des véhicules dépend notamment des volumes de production et les poids lourds électriques verront leur prix baisser lorsque les volumes de production seront suffisants. Le prix d'achat n'est cependant qu'une partie du coût total de possession (*Total Cost of Ownership - TCO*), qui inclut également le coût du carburant et de l'entretien, moins chers pour les véhicules électriques.

› La transition du diesel à l'électricité est techniquement et économiquement réalisable pour différents types de véhicules lourds, malgré le surcoût initial.

D'après T&E, la transition du diesel à l'électricité est techniquement et économiquement réalisable pour différents types de véhicules lourds, malgré le surcoût initial. En effet, le prix en Belgique au kWh d'énergie est plus faible pour l'électricité que pour le diesel⁷⁵. L'électrification directe de ces véhicules par une batterie embarquée est parfois déjà moins chère aujourd'hui que le carburant fossile sur le coût total de possession (Transport&Environment, 2022).

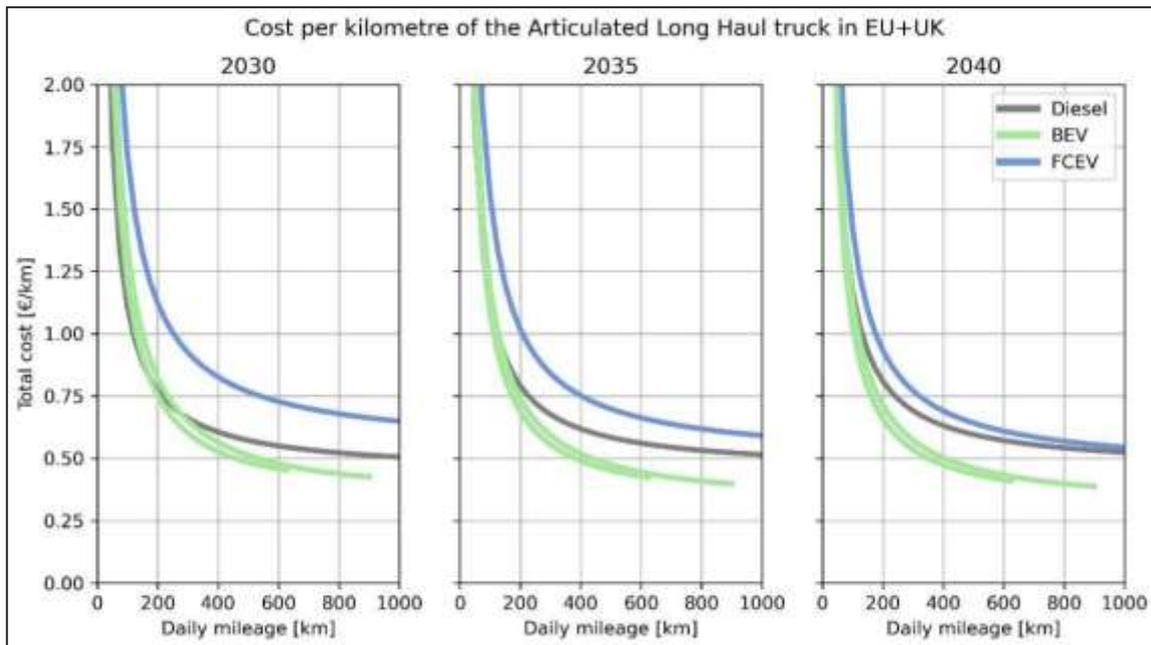
Une analyse de TNO prévoit une parité des TCO des poids lourds longue distance électriques à batterie et diesel en 2025, en fonction des incitations publiques. Le rapport montre que tous les nouveaux poids lourds urbains, régionaux et longues distances peuvent réalistement être électriques d'ici 2035 sur tous les marchés européens. Toutes les nouvelles ventes dans ces segments auront un TCO inférieur par rapport au diesel tout en répondant aux mêmes besoins opérationnels.

Pour les poids lourds **de livraison urbaine**, le potentiel d'adoption des véhicules électriques à batterie est déjà élevé aujourd'hui. Plus de 70 % des poids lourds de livraison urbaine sont actuellement moins chers à posséder et à exploiter tout en répondant aux besoins opérationnels. Le potentiel augmentera à 90 % d'ici le milieu de la décennie et pratiquement 100 % d'ici 2030. Selon les analyses d'un constructeur (RenaultTrucks, 2022), un poids lourd urbain électrique de 16 tonnes parcourant 280 000 km sur 7 ans acheté en 2030 sans aide publique a un TCO inférieur de 29 % à celui d'un véhicule diesel.

Pour un poids lourd de 40 tonnes acheté en 2030, seul l'électrique permettrait une parité de TCO avec le diesel par rapport aux autres alternatives (biodiesel, biométhane, hydrogène). Aujourd'hui, le budget estimé pour un poids lourd électrique est compris entre 46 700 € pour le modèle DZE de Renault Trucks avec une autonomie de 200 km jusqu'à environ 357 000 € pour le Nikola One. Thor trucks propose un modèle « Et-one » avec une autonomie de 480 km pour un prix à partir de 143 000 € (Chargeguru, 2024). Tesla a récemment annoncé un modèle Tesla Semi avec un chargement de 40 tonnes et une autonomie de 800 km, pour un coût d'environ 173 000 €.

⁷⁵ Comparaison du prix du diesel au 14/06/2024 (source : carbu.com) et du prix de l'électricité pour client professionnel en décembre 2023 (source CREG). Selon nos calculs, le prix au kWh est 2,5 fois plus cher pour le diesel.

Figure 65 - TCO par technologie de poids lourds (Transport&Environment, 2018)



Dans un contexte de volatilité et d'augmentation des prix de l'énergie, le prix de l'énergie est un élément important à prendre en compte dans l'évaluation des TCO des poids lourds électriques. Pour diminuer les coûts de l'électricité, il est possible de consommer l'électricité produite par les **actifs de production renouvelable** sur le site industriel et contribuer à **optimiser l'autoconsommation** en rechargeant au moment de la production. L'électricité additionnelle nécessaire sur site peut complémentarément être sourcée à partir de **contrats verts** ou de **Power Purchase Agreements (PPA)**.

1.2.3. Véhicules roulant au biométhane

A. Usages pertinents

Comme l'hydrogène, le biométhane est parfois vu comme une solution pour réduire les émissions de gaz à effet de serre des poids lourds longues distances. Les véhicules à combustion interne fonctionnant au gaz naturel (GNC, GNL), majoritairement composé de méthane, peuvent utiliser du biométhane (bio-GNC et bio-GNL) sans nécessiter d'adaptations lourdes.

B. Potentiel de déploiement et de réduction des émissions gaz à effet de serre

Il existe une incertitude sur la disponibilité, le coût et les conflits d'usage potentiels entraînés par le biométhane.

Le biométhane possède des coûts de production élevés et un volume de production limité en raison de la disponibilité restreinte de matières premières nécessaires (voir section dédiée à la biomasse et à ses défis comme pilier de la transition énergétique).

En France, il est estimé que si tout le potentiel de biométhane durable était attribué aux poids lourds, il ne couvrirait que 16,7 à 21,1 % de la consommation d'énergie finale de la flotte prévue pour 2050 (Transport & Environment, 2020). De plus, d'autres usages devraient être prioritaires là où l'électrification n'est pas possible, notamment la chaleur à haute température dans l'industrie. Une demande supplémentaire de biométhane dans le secteur des transports risque donc d'augmenter la concurrence entre les différents usages.

Concernant les émissions de gaz à effet de serre, les réductions d'émissions de gaz à effet de serre résultant de l'utilisation du bio-GNC et bio-GNL sont d'au moins 70 % par rapport à sa référence fossile



selon RED II. Cependant, le biométhane est utilisé dans un moteur à combustion, entraînant des émissions de particules fines et des nuisances sonores plus élevées que les véhicules électriques.

C. Coûts

En comparaison au gaz naturel, les prix du biométhane se révèlent plus élevés. En dehors de la crise énergétique, les coûts de production du biométhane sont en moyenne 4 à 5 fois plus élevés que les prix du gaz naturel sur le marché de gros. Ces prix ne contiennent pas les coûts liés à la liquéfaction, à la distribution et au stockage du carburant.

Pour un poids lourd de 40 tonnes roulant au biométhane et acheté en 2022, avec une distance parcourue de 829 000 km sur 7 ans, le TCO estimé est supérieur de 27 % (RenaultTrucks, 2022) à l'équivalent diesel. Ce surcoût est amené à diminuer avec une potentielle augmentation du prix du diesel.

1.2.4. Véhicules roulant à l'hydrogène

A. Usages pertinents

Les poids lourds à hydrogène ou électriques à pile combustible (FCEV) offrent deux avantages majeurs qui les rendent idéaux pour les **poids lourds longues distances** : une recharge rapide et une longue autonomie.

Contrairement aux véhicules électriques à batterie, qui peuvent nécessiter plusieurs heures pour se recharger complètement, les poids lourds à hydrogène peuvent être rechargés en quelques minutes. L'hydrogène possède une densité énergétique élevée, ce qui signifie qu'un réservoir d'hydrogène peut permettre à un poids lourd de parcourir de longues distances sans avoir besoin de se recharger.

B. Potentiel de déploiement et de réduction des émissions gaz à effet de serre

L'avenir du poids lourd à hydrogène comme alternative aux poids lourds diesel est cependant incertain en raison de plusieurs inconvénients :

- **La technologie de l'hydrogène est moins développée et plus chère que l'électrique**, à la fois en termes de modèles et d'infrastructure de recharge. Selon Daimler et Volvo, les poids lourds à hydrogène devraient commencer à être produits autour de 2030 et devraient atteindre une parité de prix avec les poids lourds thermiques bien après les poids lourds électriques (Transport&Environment, 2022).
- **L'hydrogène synthétisé à partir d'électricité renouvelable possède un rendement énergétique faible**, nécessitant deux à trois fois plus d'énergie pour un véhicule à hydrogène qu'un véhicule à batterie⁷⁶. Concernant le potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre, le poids lourd à hydrogène est une alternative vertueuse en termes d'émissions de gaz à effet de serre, **pour autant que la production d'hydrogène se fasse à partir d'énergie renouvelable ou bas carbone**.
- **Les pertes associées à l'hydrogène sont plus importantes que le méthane** tout au long de la chaîne de valeur diminuant son efficacité.
- **L'hydrogène et ses dérivés** (notamment l'e-ammoniac) **seront également convoités par le transport maritime et le transport aérien, plus difficiles encore à électrifier**.

⁷⁶ Rendement énergétique de 33 % pour les véhicules à hydrogène.



- L'hydrogène n'est pas un GES en lui-même mais est reconnu comme un gaz à effet de serre indirect par son implication dans la chimie réactionnelle qui affectent la durée de vie et la concentration d'autres gaz à effet de serre (Hauglustaine, et al., 2022)⁷⁷.
- Étant moins répandus, les véhicules à hydrogène nécessiteront des mesures de sécurité spécifiques adaptées à leurs risques distincts par rapport aux véhicules thermiques. Il sera nécessaire de faire évoluer et d'adapter la réglementation en fonction des risques associés à l'hydrogène⁷⁸.

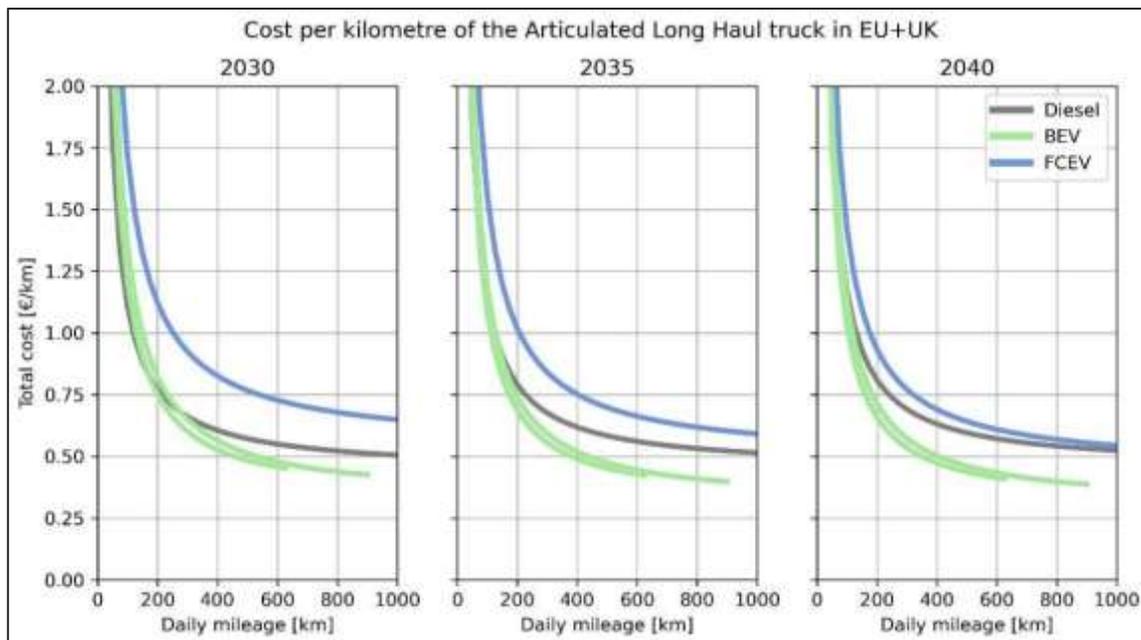
Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à l'hydrogène et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (4. L'hydrogène renouvelable et bas carbone).

La disponibilité de l'hydrogène renouvelable et bas carbone et son faible rendement énergétique pour le transport suggèrent de privilégier son utilisation pour des usages industriels sans autres alternatives.

C. Coûts

En ce qui concerne les coûts, le TCO des véhicules à pile à combustible (FCEV) est plus élevé que celui des véhicules diesel d'ici 2040 d'après les estimations de T&E.

Figure 66 - TCO par technologie de poids lourds (Transport&Environment, 2018)



Des véhicules à pile à combustible commencent à émerger sur le marché. Ces véhicules apparaissent comme les plus chers à l'achat parmi les véhicules poids lourds disponibles. Le prix de vente moyen des poids lourds électriques à pile à combustible Tre FCEV du constructeur Nikola au quatrième trimestre 2023 était de 351 000 dollars (328 000 €) (Hydrogeninsight, 2021). Cette affirmation est en ligne avec

⁷⁷ En particulier, l'oxydation troposphérique du H₂ épuise le radical hydroxyle (OH). Puisque l'OH est le principal puits pour le méthane, cela entraîne un allongement de la durée de vie atmosphérique du méthane. Le H₂ et le méthane sont également des précurseurs de l'ozone troposphérique et une source photochimique de vapeur d'eau dans la stratosphère sèche, qui agissent toutes deux également comme gaz à effet de serre.

⁷⁸ L'inflammabilité de l'hydrogène est plus élevée que celle du gaz ou du pétrole. Cependant le risque d'accumulation et de formation d'une nappe d'hydrogène (aux abords d'un véhicule ou d'une station par exemple) est beaucoup plus faible en raison de sa volatilité. Il se diffuse 4 fois plus vite dans l'air que le gaz naturel et 12 fois plus vite que les vapeurs d'essence. Pour plus d'informations : <https://www.france-hydrogene.org/publication/un-point-sur-la-securite-liee-a-lutilisation-de-lhydrogene/>



le véhicule de 19 tonnes d'Hyzon Motors qui est proposé à 350 000 et 450 000 euros ainsi qu'avec le Nikola Tre FCEV évalué à 240 000 dollars.

Au-delà de l'investissement important que représente l'achat d'un véhicule à pile combustible, les pertes associées à la conversion de l'hydrogène en électricité sont significatives et le coût de l'hydrogène apparaît entre 30 et 40 % plus élevé que l'équivalent en électricité⁷⁹ (Transport & Environment, 2020).

1.2.5. Véhicules roulant au biodiesel

A. Définitions

Le biodiesel est un type de **biocarburant**. Le biodiesel peut être issu de plusieurs sources :

- **Biocarburants de première génération** (1G) obtenus à partir de la transformation de cultures alimentaires telles que le colza, le blé, le maïs, etc.
- **Biocarburants de deuxième génération** (2G) obtenus à partir de la transformation de matières premières d'origine végétale et animale non destinées à l'alimentation humaine ou animale, ou de matières issues de déchets. Ces biocarburants sont listés dans l'annexe IX de la RED II et couvrent notamment les graisses animales et végétales ainsi que les déchets biomasse des industriels.

La différenciation entre ces types de biocarburants est primordiale puisqu'ils possèdent des impacts significativement différents sur l'environnement.

Les objectifs et limites associés à la consommation des biocarburants dans le secteur des transports sont définis dans la RED II et la RED III. D'ailleurs, la directive établit un seuil maximal de l'usage de biocarburant 1G de 7 % de la consommation finale d'énergie dans le secteur du transport. RED II est appliqué au cadre législatif fédéral belge à travers la Loi du 31 juillet 2023 concernant les normes de produit pour l'intégration d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans les carburants fossiles destinés au secteur du transport (Moniteur Belge, 2023).

B. Usages pertinents

Le biodiesel représente une solution pour réduire les émissions de gaz à effet de serre des poids lourds longues distances. Les véhicules à combustion interne fonctionnant au diesel peuvent utiliser du biodiesel sans nécessiter d'adaptations lourdes jusqu'à un certain seuil. Par ailleurs, le diesel disponible en Belgique contient déjà une part de biodiesel à travers le **B7 et B10 qui comportent respectivement 7 % et 10 % de biodiesel**.

C. Potentiel de déploiement et de réduction des émissions gaz à effet de serre

Selon les directives européennes, le biodiesel doit **permettre une réduction des émissions de GES entre 32 % et 88 %** selon la matière première utilisée, **par rapport au diesel d'origine fossile** durant tout le cycle de vie. Ainsi, de nombreuses flottes ont adopté le B100 ces dernières années pour réduire les émissions de CO₂. Les diesel **B20, B30 voire B100 (biodiesel pur) ne sont pas distribués dans les stations-service**, mais réservés à une utilisation spécifique dans un groupe restreint de véhicules qui les utilisent de manière contrôlée. Cela inclut par exemple les flottes de sociétés de transport disposant de leurs propres infrastructures de ravitaillement et de maintenance. Quelques entreprises produisent et commercialisent du biodiesel pur.

Le déploiement à grande échelle de la solution dépend également d'autres considérations comme **l'usage des terres**. En effet, la production de biodiesel de première génération nécessite des **cultures agricoles dédiées** à l'origine de **conflits d'usage des terres, de déforestation et d'utilisation de pesticides**.

⁷⁹ En €/kWh. Inclus coût de production, transport et distribution.



D'autres impacts sont à considérer comme les **émissions de particules fines** et les **nuisances sonores** liées à la combustion.

Au travers de la RED III, des objectifs et des limites spécifiques sont associés aux biocarburants 1G et 2G. Globalement, la tendance est à la réduction de la part des biocarburants 1G et à l'augmentation des biocarburants 2G. Malgré les contraintes d'approvisionnement en biocarburants 2G, la diminution du parc de véhicules thermiques qui va s'intensifier dans les prochaines années devrait permettre de réduire la pression sur l'offre.

L'Union européenne légifère de manière croissante afin de limiter les biocarburants 1G, voire d'interdire les intrants les plus nocifs. Grâce à cela, l'huile de palme et de soja, rapportées également pour être à l'origine de violations des droits humains, sont désormais interdits à des fins de fabrications de biocarburants.

Cependant, des conflits d'usage existent pour la biomasse à destination des biocarburants 2G, notamment les usages « matières », comme amendement agricole, nourriture animale, etc.

D. Coûts

Les **biocarburants engendrent des coûts de production plus élevés que les carburants fossiles**. Actuellement, les biocarburants ne sont pas encore économiquement viables et nécessitent un soutien des pouvoirs publics pour leur production (Cour des comptes européenne, 2023).

1.3. Augmenter l'efficacité énergétique

1.3.1. Optimiser et réduire les flux de déplacements

La consommation énergétique et les émissions associées au transport de marchandises peuvent être réduites grâce à **l'optimisation de l'efficacité logistique du fret** et à une **meilleure utilisation de la capacité des véhicules**. L'efficacité logistique consiste à optimiser les itinéraires et à réduire le nombre et la portée des déplacements. Des logiciels de gestion de flotte sophistiqués qui planifient les itinéraires de manière optimale, minimisent les kilomètres parcourus à vide et maximisent le chargement des véhicules permettent d'atteindre cette efficacité logistique.

1.3.2. Remplacer les véhicules par des véhicules plus performants

Naturellement, le remplacement des véhicules en fin de vie par des véhicules plus performants permettra d'avoir un impact significatif sur la réduction des émissions de carbone.

Selon T&E, en utilisant toutes les technologies disponibles et potentielles qui seront prêtes dans les 10 prochaines années, les poids lourds pourraient devenir 43 % plus économes en carburant d'ici 2030, soit une réduction de consommation de carburant annuelle d'environ 3,6 % (Transport & Environment, 2020).

1.3.3. Adopter l'éco-conduite

L'éco-conduite est une technique de conduite qui vise à réduire la consommation de carburant. Elle implique des pratiques telles que l'accélération progressive, le maintien d'une vitesse constante, l'anticipation du trafic et la réduction de la vitesse.

L'adoption de l'éco-conduite peut réduire la consommation de carburant jusqu'à 20 %, ce qui impacte directement la réduction des émissions de carbone (Ademe, 2022).



1.4. Le transfert modal vers le transport ferroviaire électrifié et le transport maritime

Le transport ferroviaire ne représente aujourd'hui que 12 % des t.km⁸⁰ réalisées dans le transport belge de marchandises. Le transport maritime en représente, quant à lui, 11 %.

1.4.1. Gains potentiels d'un shift modal

A. Efficacité énergétique

Le transport ferroviaire et maritime est plus efficace en termes d'énergie par tonne de marchandises transportée que le transport routier. Un train peut transporter une grande quantité de marchandises sur de longues distances avec une consommation d'énergie relativement faible.

De plus, le réseau ferroviaire belge, qui possède un taux d'électrification de 90 % contre 60 % en France ou en Allemagne (SPF Mobilité et Transports, s.d.), permet de compter de manière croissante sur des sources d'énergie renouvelables.

B. Capacité de transport

Les trains et les navires marchands ont une capacité de transport beaucoup plus grande que les poids lourds. Un seul train peut transporter la même quantité de marchandises que plusieurs dizaines, voire centaines, de poids lourds. Le transfert d'une partie du transport de marchandises de la route vers le rail permet de réduire considérablement le nombre de véhicules sur la route et donc de limiter considérablement les émissions de GES, de particules fines et les nuisances sonores.

1.4.2. Obstacles au shift modal

La prédominance du transport routier s'explique par des avantages indéniables en comparaison du ferroviaire : une plus grande flexibilité et fiabilité, des prix plus bas (Polytechnique Insights, 2023).

L'augmentation de la part du fret ferroviaire et maritime doit dès lors s'inscrire dans une évolution plus large de l'économie et de la logistique.

Il s'agit tout d'abord de mettre en cohérence les politiques d'aménagement du territoire, alors que des projets d'autoroutes sont encore en cours et que des entrepôts logistiques continuent d'essaimer en périphérie des villes sans être reliés au réseau ferroviaire.

Enfin, au vu des contraintes inhérentes au ferroviaire et à la navigation, l'organisation logistique doit aussi changer. Il s'agit notamment de desserrer les contraintes temporelles, éviter le juste-à-temps et les chaînes logistiques tendues, pour plutôt gérer les stocks de manière à massifier les flux de transport. Cela va par exemple à l'opposé de la tendance actuelle à la hausse du l'e-commerce et des livraisons rapides, structurellement défavorables au ferroviaire et à la navigation.

⁸⁰ La tonne-kilomètre est une unité de mesure de quantité de transport correspondant au transport d'une tonne sur un kilomètre



2. Le chauffage et la climatisation des bâtiments

2.1. Efficacité énergétique des bâtiments

Un premier levier pour réduire les émissions liées au chauffage et à la climatisation des bâtiments industriels est de réduire la demande énergétique liée à cet usage. Cette réduction est permise par une amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et la gestion énergétique. Selon l'AIE, l'efficacité énergétique contribuerait à 53 % de la réduction des émissions de CO₂ liées au chauffage des bâtiments et de l'eau entre 2021 et 2030 tous secteurs confondus⁸¹ (AIE, 2022).

› **L'ajout d'isolation dans les différents éléments du bâti (murs, toitures, fenêtres, portes ...) est nécessaire pour réduire les pertes thermiques et limiter les dépenses énergétiques.**

Pour améliorer l'isolation d'un bâtiment, il est possible de remplacer des structures existantes comme les menuiseries ou d'ajouter un isolant à certains éléments du bâti. L'isolant peut être ajouté par différentes méthodes en fonction de la structure et des caractéristiques du bâtiment (tableau ci-dessous).

La pertinence de l'amélioration thermique du bâtiment en industrie doit être évaluée au regard de l'utilisation du bâtiment. Par exemple, l'isolation représentera un intérêt limité en hiver si l'activité associée demande une extraction d'air importante ou des ouvertures fréquentes de portes sectionnelles. Par ailleurs, si un process est très fortement producteur de chaleur, l'isolation peut entraver l'évacuation de la chaleur du process.

Tableau 47 - Solutions envisageables pour l'isolation d'un bâtiment industriel (Région Hauts-de-France, 2021)

Méthodes	Description	Avantages	Points d'attention	Coûts
Isolation thermique par l'extérieur (ITE)	Ajout d'un « manteau » isolant au bâtiment par l'extérieur	<ul style="list-style-type: none"> Amélioration de la performance thermique globale et de l'inertie Intéressant lors d'un ravalement de façade, de grands travaux de rénovation ou pour les constructions neuves Pas de perte de surface utile Pas d'obligation de quitter le bâtiment lors des travaux Performance meilleure que lors d'une ITI 	<ul style="list-style-type: none"> Reprise des gouttières et descente d'eau de pluie Diminution de la luminosité (suivant l'épaisseur mise en œuvre et les caractéristiques des fenêtres) Globalement plus cher qu'une ITI 	100-150 €/m ²
Isolation thermique par l'intérieur (ITI)	Traitement des murs, toitures et planchers en appliquant l'isolant par l'intérieur	<ul style="list-style-type: none"> Amélioration de la performance thermique globale Suppression de la sensation de paroi froide Facile à mettre en œuvre Coût moins élevé que pour l'ITE 	<ul style="list-style-type: none"> Révision parfois nécessaire de la distribution électrique (interrupteurs, chauffage, ...) Infiltration et fissures en façade à réparer en amont Travaux à réaliser dans des locaux vidés de leurs occupants 	40-100 €/m ²

⁸¹ Secteurs de l'économie, c'est-à-dire en intégrant le résidentiel, le tertiaire, le transport.



Méthodes	Description	Avantages	Points d'attention	Coûts
Isolation thermique des murs intérieurs	Isolation de murs non intégrés à l'enveloppe interne (entre une zone chauffée et une non-chauffée)	<ul style="list-style-type: none"> • Diminution des besoins de chauffage de la zone chauffée • Diminution des courants d'air 	<ul style="list-style-type: none"> • Intérêt dans le cas où le delta de température entre deux zones est élevé • Coût associé ne permet pas toujours un temps de retour sur investissement intéressant 	15-70 €/m ²
Les faux plafonds	Plafonds suspendus, généralement en matériaux légers fixés sur une structure métallique	<ul style="list-style-type: none"> • Diminution du volume d'air à chauffer ou à rafraîchir • Diminution des déperditions thermiques • Diminution de l'écart de température sol/plafond 	<ul style="list-style-type: none"> • Suppression des apports de lumière naturelle par le plafond • Fixe la hauteur sous plafond • Peut nécessiter la réalisation de travaux complémentaires 	~40 €/m ²
Condamnation ou remplacement des menuiseries existantes	Condamnation ou remplacement des portes, fenêtres existantes	<ul style="list-style-type: none"> • Diminution des déperditions de chaleur et augmentation de l'étanchéité à l'air du bâti 		Double vitrage : 55-65€/ m ² Isolation fenêtres : 200-800€/m ²

L'installation d'isolation s'intègre généralement dans un processus de rénovation globale pour limiter les frais et augmenter l'efficacité thermique de l'isolation.

- › Une gestion optimisée de l'énergie utilisé pour le chauffage permet de réduire la consommation d'énergie sans investissements conséquents ni travaux de grande ampleur.

Adapter la température et le temps de chauffage et/ou de climatisation des espaces en fonction de leur usage (bureaux, ateliers, couloirs) et des horaires d'occupation permet d'optimiser la consommation énergétique du bâtiment et réduire la demande énergétique.

En outre, la mise en place de sous-comptage pour chaque installation ou espace permet de suivre en détail les consommations d'énergie. Le système est optionnellement couplé à un outil de suivi et de gestion configuré pour fournir en temps réel la consommation de plusieurs équipements et agir immédiatement en cas de dysfonctionnement.

La mise en œuvre d'une gestion de l'énergie donne généralement lieu à une réduction de 5 à 15 % de la consommation énergétique (Région Hauts-de-France, 2021).

2.2. Les pompes à chaleur

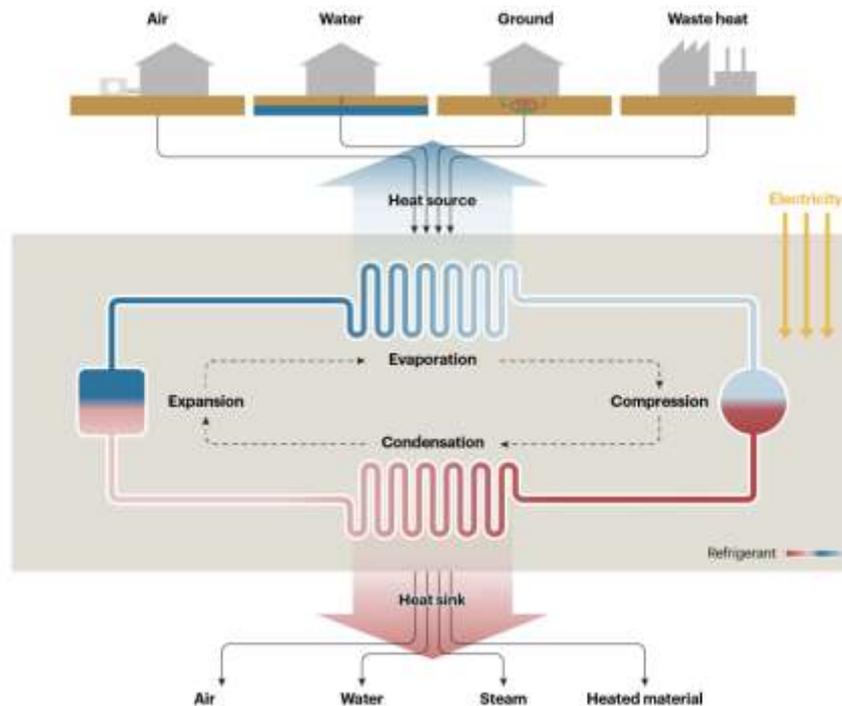
- › L'usage d'une pompe à chaleur pour le chauffage des bâtiments avec une source de chaleur adaptée permet de réduire la dépendance aux énergies fossiles et à des coûts opérationnels réduits, malgré un investissement initial important.

Selon l'AIE, l'électrification du chauffage des bâtiments (tous secteurs de l'économie confondus) par le remplacement des chaudières fonctionnant à partir d'énergie fossile par des pompes à chaleur, pourrait représenter 39 % des réductions de CO₂ liées au chauffage des bâtiments et de l'eau entre 2021 et 2030

(AIE, 2022). Les pompes à chaleur permettent de chauffer et climatiser les bâtiments efficacement en tirant parti d'une source renouvelable de chaleur choisie parmi l'air, l'eau, le sol (géothermie) et la chaleur fatale.

Il existe différents types de pompes à chaleur en fonction de la source de chaleur renouvelable et du fluide fourni en sortie de la pompe à chaleur (Figure 60). Le choix du type de pompe à chaleur dépend des besoins en chauffage et/ou climatisation et/ou eau chaude sanitaire, du climat de la région, de la taille et de l'isolation du bâtiment.

Figure 67 - Les différents types de sources de chaleur et de sorties pour une pompe à chaleur (AIE, 2022)



Les pompes à chaleur air-eau et air-air représentaient plus de 80 % des pompes à chaleur vendues entre 2010 et 2019 et 18 % pour les pompes à chaleur géothermique (EHPA, 2019).

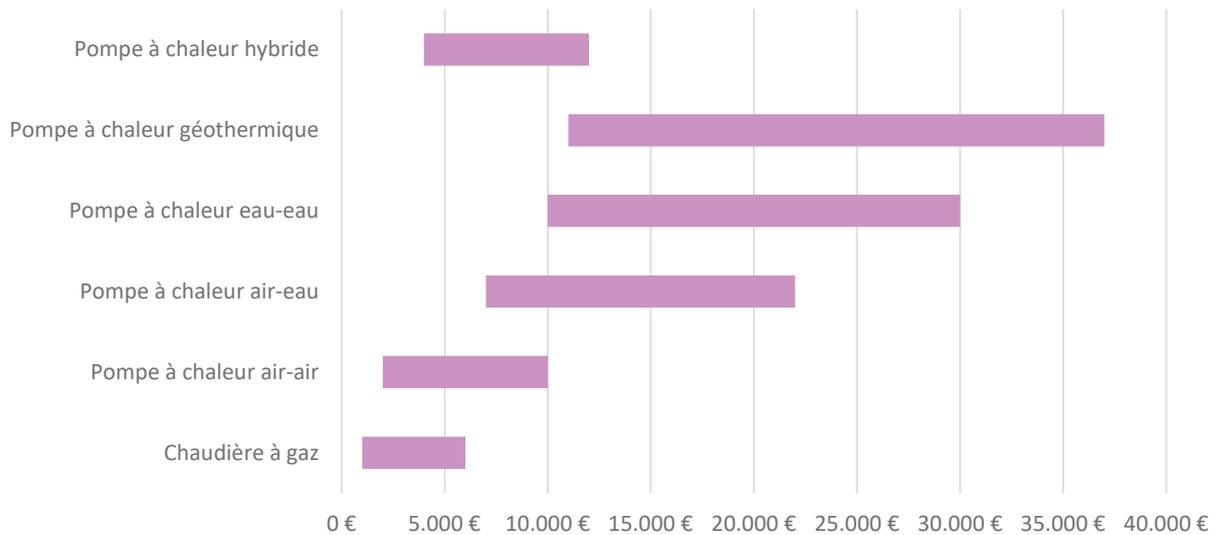
L'efficacité d'une pompe à chaleur est limitée par l'isolation du bâtiment, par le potentiel de température de sa source, sa taille et son type, par la puissance disponible sur le réseau électrique, etc. Pour résoudre certains de ces problèmes, les pompes à chaleur hybrides fonctionnent avec deux sources d'énergie : une pompe à chaleur, électrique et une chaudière à condensation, au gaz. La pompe à chaleur hybride s'adapte au contexte tel que les prix de l'énergie, la température ambiante et les préférences de l'utilisateur pour choisir un mode de fonctionnement à un instant donné (EHI, n.d.).

Les pompes à chaleur géothermiques, eau-eau et air-eau sont des technologies plus coûteuses que les autres pompes à chaleur (Figure 61). Néanmoins, ces pompes à chaleur sont aussi les plus efficaces thermiquement. Ainsi les coûts opérationnels sont inférieurs à ceux des pompes à chaleur air-air. En effet, les pompes à chaleur géothermiques bénéficient d'une source de chaleur relativement constante toute l'année, tandis que la bonne conductivité de l'eau améliore l'efficacité des pompes à chaleur eau-eau et air-eau.

Le prix des pompes à chaleur dépend également grandement de l'espace à chauffer et par conséquent de la puissance nécessaire.



Figure 68 - Prix des technologies de pompes de chaleur pour le chauffage et la climatisation des bâtiments et de chaudière à gaz en Europe (AIE, 2022)



Les technologies de chauffage et de climatisation des bâtiments, électriques et fonctionnant aux énergies d'origine fossile, sont reprises dans le tableau ci-dessous. Le tableau permet de comparer les CAPEX et OPEX rapportés à la capacité thermique (kWth).

Tableau 48 - Technologies utilisées dans les procédés de chauffage et climatisation des bâtiments (VITO & ICEDD, 2024)

Technologie	Vecteur énergétique	Catégorie	CAPEX (€/kWth)	OPEX (€/kW/an)	Rendement thermique ⁸² / COP (PAC)
Climatiseur gaz	Gaz	Climatisation espace	1771	37	1
Chaudière gaz	Gaz	Chauffage espace	217	1	1
		Chauffage eau	107	2	0,9
		Combinaison chauffage espace et eau	346	1	0,6-1
Chaudière mazout	Mazout	Chauffage espace	334	9	0,9
		Chauffage eau	177	3	0,9
		Combinaison chauffage espace et eau	491	9	0,4-0,9
Pompe à chaleur gaz	Gaz	Chauffage espace	1687	4	1,2
		Climatisation espace	2486	59	2
		Combinaison chauffage et climatisation espace	1687	4	1,2
Pompe à chaleur LPG	LPG	Chauffage espace	271	2	0,9
		Combinaison chauffage et climatisation espace	1687	4	1,2
		Combinaison chauffage espace et eau	433	2	0,7-0,9
Chaudière LPG	LPG	Chauffage eau	107	2	0,9
Pompe à chaleur	Electricité	Chauffage espace – Air-Air	779	17	2,9
		Chauffage espace – Air-Eau	1405	3	2,8
		Chauffage espace – Air-Eau - Haute efficacité	2550	3	3
		Chauffage espace – Géothermique	2108	2	3,7
		Chauffage espace – Géothermique – Haute efficacité	3598	2	4

⁸² Le rendement thermique est une mesure de performance d'un dispositif qui utilise l'énergie thermique. Pour une pompe à chaleur, on parle de coefficient de performance (COP).



Technologie	Vecteur énergétique	Catégorie	CAPEX (€/kWth)	OPEX (€/kW/an)	Rendement thermique ⁸² / COP (PAC)
		Chauffage eau	1130	27	2,4
		Climatisation espace – Basse efficacité	431	7	2
		Climatisation espace – Moy. Efficacité	117	7	3,1
		Climatisation espace – Haute efficacité	1058	34	2,9
		Climatisation espace – Très haute efficacité	1142	28	3,3
		Combinaison chauffage et climatisation espace – Air-Air	934	2	2,4
		Combinaison chauffage et refroidissement espace – Air-Eau	1405	3	2,6
		Combinaison chauffage et refroidissement espace – Air-Eau - Haute efficacité	2605	3	2,6- 2,8
		Combinaison chauffage et refroidissement espace – Géothermique	2108	2	3,7
		Combinaison chauffage et climatisation espace – Géothermique – Haute efficacité	3598	2	4
Climatiseur électrique	Electricité	Climatisation espace	229	3	0,4
Chauffage électrique	Electricité	Chauffage espace	173	3	1
Chaudière électrique	Electricité	Chauffage eau	68	2	0,9
Echangeur de chaleur	Géothermie	Chauffage eau	3108	31	1
Chaudière biomasse	Biomasse	Chauffage eau	229	6	0,9

2.3. Les réseaux de chaleur

- › Les réseaux de chaleur sont une solution de décarbonation en cas de potentiel de production d'une température proche de 60°C.

Les réseaux de chaleur sont une solution de chauffage bas carbone dans laquelle circulent de l'eau chaude ou de la vapeur chauffée principalement à partir de biomasse, de chaleur fatale ou de géothermie. Pour avoir un chauffage efficace, le fluide circulant dans le réseau doit atteindre une température proche de 60°C. Si la température n'est pas suffisante, il est possible de rehausser la température du réseau à l'aide d'une pompe à chaleur. Les réseaux de chaleur et de froid à très basse température offrent des températures d'eau variant entre 5 et 20 degrés. En complément d'une pompe à chaleur, ces réseaux présentent également un intérêt significatif (EnergyVille, 2023).

Les réseaux de chaleur sont plus efficaces lorsqu'ils sont utilisés sur de courtes distances. Il est donc intéressant de les mettre en place si une source de chaleur est disponible à proximité.

Le coût de construction d'un réseau de chaleur dépend de la puissance à installer (fonction des pics de besoins de chaleur) et de la longueur du réseau nécessaire. Pour l'installation d'un réseau de chaleur alimenté par une chaudière à bois, le coût d'investissement total est généralement d'environ (ADEME, 2019) :

- 1300 €/kW pour une puissance inférieure à 250 kW ;
- 900 €/kW pour une puissance comprise entre 250 kW et 1,2 MW ;
- 700 €/kW pour une puissance supérieure à 1,2 MW.

Une section de ce rapport est dédiée spécifiquement à la chaleur fatale (et aux réseaux de chaleur) et à ses défis en tant que pilier de la décarbonation (8. L'utilisation de la chaleur fatale).



2.4. Le solaire thermique

- › Le solaire thermique est une solution qui permet de chauffer un bâtiment à faible besoin thermique à un coût compétitif.

L'énergie solaire permet de produire de l'eau chaude sanitaire et du chauffage grâce à des panneaux solaires thermiques. Le panneau solaire thermique capte les rayons du soleil pour chauffer un fluide caloporteur placé sous les panneaux. Ce fluide est ensuite transporté vers un ballon de stockage où il chauffe de l'eau qui circulera ensuite dans le système de chauffage du bâtiment. En Belgique, la puissance cumulée des installations de solaire thermique était de 492 MW en 2021, soit une augmentation de 2 % par rapport à 2020 (Solar Heat Europe, 2022). En comparaison, la capacité totale des panneaux photovoltaïques installés en Belgique en 2022 était de 8,1 GW, soit environ 16 fois supérieure.

Même si les coûts d'installation sont importants (1 200 à 1400 €/m² de capteurs pour une installation combinée chauffage et eau chaude sanitaire), les coûts opérationnels faibles rendent cette solution compétitive. **Le coût LCOE (*Levelised Cost of Energy*) du chauffage solaire thermique était compris entre 4,5 et 9 c€/kWh en moyenne en Europe centrale et du Nord en 2021, contre 6 à 8 c€/kWh pour les pompes à chaleur** (Solar Heat Europe, 2022). En moyenne, les systèmes solaires thermiques produisent entre 300 et 500 kWh par an et par m², soit entre 12 et 20 % de la consommation d'énergie moyenne totale d'un ménage en Belgique pour une installation de 3 m² (Statbel, 2021).

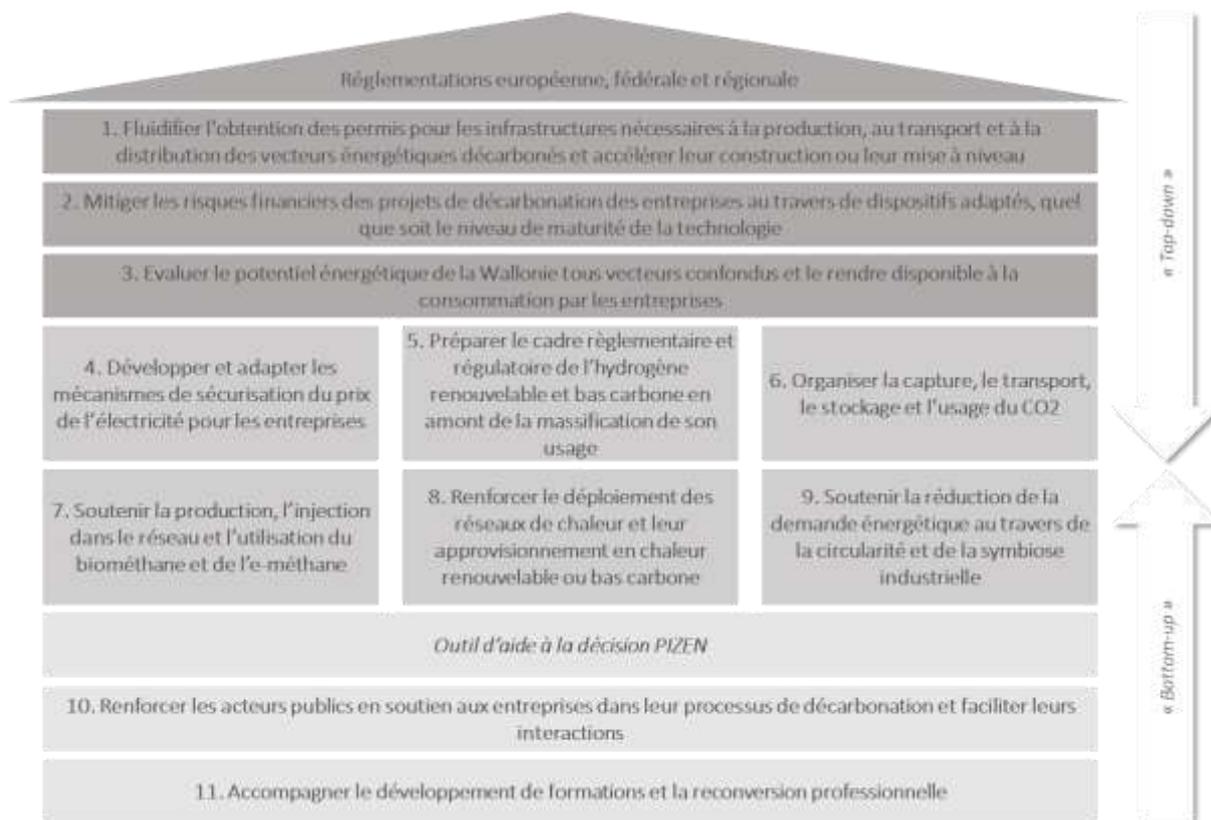
Bien que **rentables**, les systèmes solaires thermiques sont rarement faisables techniquement car ils nécessitent une **orientation particulière**. Le solaire thermique est surtout intéressant pour des **besoins thermiques relativement faibles**.



PARTIE G : Mesures pour la décarbonation de l'industrie en Wallonie

1. Explications relatives aux mesures

1.1. Organisation générale des mesures



Certaines des mesures présentées portent sur des modifications et/ou **améliorations transversales** du **cadre de soutien à la décarbonation**, elles peuvent être qualifiées de « **top-down** ». Ces mesures concernent la **mise en place d'infrastructures énergétiques**, la **réduction des risques liés aux investissements** ainsi que la **production d'une vision énergétique**. Ces mesures impliquent des **changements structurels** ou des **modifications réglementaires** et elles sont considérées comme **prioritaires**. Elles reposent principalement sur le **Gouvernement et les administrations wallonnes**.

D'autres mesures se focalisent sur l'**accompagnement opérationnel** des entreprises, que l'on peut qualifier de « **bottom-up** ». Ces mesures *bottom-up* couvrent le **renforcement de l'articulation des compétences de l'administration auprès des entreprises**, de l'**accompagnement des entreprises**, une **exemplarité renforcée** et l'amélioration de la **formation des travailleurs**. Parmi ces mesures, apparaît l'**outil d'aide à la décision technico-economique PIZEN**, développé dans le cadre de cette mission et qui permettra d'accompagner les entreprises dans l'identification d'**alternatives technologiques bas carbone**.

Entre les deux, certaines mesures sont spécifiquement axées sur les piliers de la décarbonation, en d'autres termes : le **déploiement des vecteurs énergétiques** et leurs **technologies de production et de consommation**, telles que la capture du CO₂, l'**hydrogène et ses dérivés**, le **biométhane** et l'**e-méthane** ainsi que la **chaleur renouvelable**. L'amélioration de la circularité en fait également partie. L'efficacité énergétique demeure également incontournable et prioritaire. Les moyens qui y sont alloués devraient dès lors être maintenus, voire augmentés. Les actions qui s'y rapportent ont été considérées comme transversales et interviennent dans plusieurs Mesures plutôt que sous un titre de Mesure spécifique.



L'ensemble de ces mesures repose sur les **défis identifiés** lors d'entretiens avec des PME et des grandes entreprises, les interactions avec le Comité de pilotage, ainsi que sur l'expertise du consortium, le tout étayé par une revue de la littérature.

Les défis relatifs à la décarbonation des entreprises industrielles identifiés tout au long de ce rapport ont été répertoriés en Annexe 7. Ces défis sont à la fois économiques, techniques, organisationnels et réglementaires.

1.2. Gouvernance des mesures

Chacune des mesures présentées ci-dessous est priorisée selon la date de mise en œuvre suggérée (voir Partie G 3 - Horizon temporel).

Les mesures transversales sont présentées en premier car elles offrent une vue d'ensemble sur les défis majeurs de la décarbonation de l'industrie. Ces mesures transversales sont en réalité alimentées en partie par les mesures spécifiques à certains piliers et les mesures d'accompagnement.

Ainsi, les différentes mesures sont reliées entre elles et nécessitent une mise en œuvre coordonnée et synchronisée afin de répondre à l'urgence de la décarbonation de l'industrie et de soutenir le maintien des industries en Wallonie.

Il est crucial, avant tout, de continuer à ajuster la priorisation de la mise en œuvre de ces mesures au regard des nouveaux événements énergétiques et politiques. De plus, il est essentiel d'impliquer les acteurs identifiés dans les mesures afin que ces derniers puissent porter les mesures et faire avancer la décarbonation de l'industrie wallonne.

1.3. Structure de présentation des mesures

La présentation des mesures a été organisée selon un canevas décrit ci-dessous :

Nom de la mesure	<i>Dans une formulation volontairement tournée vers l'action. Associé à un numéro pour plus de facilité, sans que celui-ci n'induisse un degré d'importance/de priorisation.</i>
Type de mesure	Économique et/ou organisationnelle et/ou règlementaire <ul style="list-style-type: none">› Économique : Une mesure économique désigne l'utilisation d'instruments financiers pour influencer les décisions des entreprises. Cela peut inclure des aides et subventions, déductions fiscales, prises de participation et financements, certificats, et d'autres mécanismes visant à stimuler ou orienter l'activité économique.› Règlementaire : Une mesure réglementaire renvoie à un changement dans la réglementation, tel qu'une loi, un décret, un arrêté ou une directive, émis par une autorité compétente. Ces mesures sont contraignantes et visent les comportements et les activités des entreprises ou des individus.› Organisationnelle : une mesure organisationnelle fait référence aux actions prises à l'intérieur d'une organisation pour améliorer son fonctionnement. Cela peut inclure des changements dans la manière dont les tâches sont organisées, la collaboration entre certains groupes et travailleurs, ou même des modifications dans la structure de l'entreprise.



Technologie(s) /source(s) d'énergie	<i>Identification de la/des source/s d'énergie ou de la/des technologie.s sur laquelle/lesquelles porte la mesure</i>
Acteurs porteurs de la mesure	<p>› En charge : Identification de.s (l')acteur.s en charge de la mise en place de la mesure</p> <p>› Support : Identification de.s (l')acteur.s contribuant à la mise en place de la mesure, sans prétention d'être exhaustifs</p> <p><i>Les mesures se focalisent sur les domaines où les pouvoirs publics régionaux possèdent un levier et qui sont les plus structurants pour l'objectif poursuivi.</i></p> <p><i>Les acteurs listés sont les suivants :</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Gouvernement wallon,• Services publics wallons : SPW Territoire, Logement, Patrimoine, Énergie, SPW Agriculture, Ressources naturelles et Environnement (Service géologique de Wallonie), SPW Economie, SPW Energie... Département des Permis et Autorisations, Direction du Développement durable.• Wallonie Entreprendre,• Commission wallonne pour l'Energie,• Agence wallonne de l'Air et du Climat,• Facilitateur chaleur renouvelable,• Communes et intercommunales,• Forem,• Centres de compétences IFAPME,• Gestionnaires de réseaux de transport,• Gestionnaires de réseaux de distribution,• Fédérations d'entreprises,• Pôles de compétitivité et cluster Tweed,• Entreprises,• Syndicat,• Universités,• Fournisseurs d'énergie,• Producteurs de biométhane,• Organisations de la filière biométhane actives aux niveaux fédéral et régional (Valbiom, Fédération des méthanisateurs agricoles, Gas.be).
Horizon temporel	<i>Délai recommandé pour la mise en œuvre des mesures.</i>
Objectif	<i>Description de l'objectif principal de la mesure guidant les actions définies dans la section Actions ci-dessous.</i>
Défis	<i>Répertoire des défis identifiés tout au long de ce rapport auxquels la mesure répond (Matrice des défis et mesures associées en Annexe 7).</i>
Actions	<p>1. Première action de la mesure <i>Description.</i></p> <p>2. Deuxième action de la mesure <i>Description.</i></p> <p><i>Etc.</i></p>



2. Mesures

2.1. Mesures transversales

Les mesures transversales sont les mesures qui concernent tous les vecteurs énergétiques et toutes les technologies, qu'elles aient un TRL bas ou qu'elles soient à un haut niveau de maturité.

2.1.1. Mesure 1 : Fluidifier l'obtention des permis pour les infrastructures nécessaires à la production, au transport et à la distribution des vecteurs énergétiques décarbonés et accélérer leur construction ou leur mise à niveau

Nom de la mesure	1. Fluidifier l'obtention des permis pour les infrastructures nécessaires à la production, au transport et à la distribution des vecteurs énergétiques décarbonés et accélérer leur construction ou leur mise à niveau
Type de mesure	Règlementaire
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Électricité, gaz naturel et substituables, hydrogène, CO2 et technologies de production et de consommation associées
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : Gouvernement wallon, Parlement Wallon et SPW.• En support : Gestionnaires de réseaux de transport, Gestionnaires de réseaux de distribution, industries.
Objectif	Accélérer l'obtention des permis pour les infrastructures énergétiques liées à la transition, afin de synchroniser l'offre et la demande en énergie avec la disponibilité des infrastructures.
Défis	<p><i>Synthèse des défis suivants : Défi #E1, Défi #E2, Défi #E6, Défi #E12, Défi #EE2, Défi #CF1, Défi #CC5.</i></p> <ul style="list-style-type: none">• L'électrification de l'industrie, engendrant une hausse de la demande d'électricité, exercera une pression considérable sur le réseau électrique.• Des investissements sont indispensables dans les actifs de production, le développement et le renforcement des réseaux énergétiques, ainsi que dans les technologies de stockage et de flexibilité.• Le processus de <i>permitting</i> en Wallonie apparaît long et complexe, freinant ainsi les divers projets initiés par les entreprises.



Actions

Cette mesure a pour objet de diminuer les délais d'octroi des permis pour les infrastructures critiques, comme le précise l'article 9 du Règlement (UE) 2024/1735⁸³ (NZIA), sans augmenter les risques de tels projets pour la santé et l'environnement.

1. Définir la liste des infrastructures critiques nécessaires à la transition énergétique.

Sur la base des objectifs de décarbonation et des politiques de soutien économique, il est nécessaire que le Gouvernement wallon définisse la liste des infrastructures critiques et présentant un motif impérieux d'intérêt général au sens de l'article D.IV.25 du CoDT⁸⁴ pour atteindre l'objectif de décarbonation que s'est fixé la Wallonie. Ce travail de priorisation des infrastructures est à réaliser rapidement dès l'installation du prochain Gouvernement wallon (idéalement pour fin 2024).

A l'évidence, une telle liste d'infrastructures ne pourra pas être établie de façon exhaustive. Cette modification du CoDT devra donc également établir les critères qui rendront de nouveaux projets éligibles à cette procédure spécifique de *permitting*.

Focus électricité

La Boucle du Hainaut⁸⁵ est emblématique et cette nouvelle ligne à haute tension est nécessaire à plus d'un titre. Elle donnera plus de capacité et de robustesse au réseau électrique alors même que tous les scénarios de décarbonation prévoient une augmentation de la consommation électrique. Elle permettra de rapatrier sur le continent la production éolienne *offshore* en provenance de la Mer du Nord. Elle est également nécessaire, pour rendre possible le développement de nouveaux projets économiques de grande ampleur en Hainaut, où le réseau électrique actuel est à saturation. La Boucle du Hainaut devrait faire partie de la liste des infrastructures critiques à déployer au plus vite.

Focus hydrogène

Sur base de la cartographie du réseau d'hydrogène à développer, il faut établir des investissements réseaux prioritaires près des sites industriels qui pourraient devenir des consommateurs d'hydrogène. En effet, si le réseau est présent, cela permet de pérenniser l'ancrage des industries sur le sol wallon.

Par ailleurs, il est nécessaire de s'inspirer des avancements de l'étude des possibilités de conversion des réseaux de distribution de gaz naturel existant pour la distribution d'hydrogène au niveau local (Trouvé, et al., 2019) (et pour d'autres usages, voir Mesure 5) et le cas échéant, leurs modalités pratiques. En effet, la réduction de la consommation de gaz naturel via l'électrification de certains procédés, et l'usage de l'hydrogène pour les procédés haute température, rendraient possible la conversion d'une partie des réseaux de distribution de gaz naturel existant en réseau de distribution d'hydrogène. Cette méthodologie de conversion est



étudiée par GRTgaz en France, et les avancements sont à suivre pour établir les investissements de réseaux prioritaires.

Focus CO2

Dès lors que la production de carburants de synthèse demandera un approvisionnement en CO2, le réseau de transport de CO2 devra être synchronisé avec ces projets. De même, le stockage de CO2 nécessitera un réseau de CO2 qui fera la liaison jusqu'aux sites de stockage. Ces canalisations doivent également faire l'objet d'une priorisation.

2. Faire valider la liste d'infrastructures critiques par le Parlement wallon.

L'ajout de ces infrastructures critiques à l'article D.IV.25 du CoDT nécessite une modification de la partie décrétole du CoDT et demande donc que la liste proposée par le Gouvernement wallon soit votée par le Parlement wallon. L'intégration de ces infrastructures critiques dans la liste de l'article D.IV.25 fera en sorte que leur permis unique sera délivré par le Gouvernement wallon et non plus par le fonctionnaire délégué, ce qui raccourcira la durée de la procédure d'octroi de permis. Cette modification de la partie décrétole du CoDT est à finaliser le plus rapidement possible au cours de la prochaine législature.

3. S'accorder sur le financement et le planning de construction et la mise à niveau des infrastructures (avec les industries, les GRT, les GRD, etc.).

Le financement ainsi que la synchronisation de la mise en place des infrastructures avec l'offre et la demande en énergie décarbonée est nécessaire à la transition des industries vers de nouvelles technologies. Le Gouvernement wallon finance déjà les GRD pour moderniser leurs réseaux afin d'accueillir la production croissante d'énergies renouvelables grâce aux budgets du PRW et de REPowerEU. Ces aides doivent perdurer et être accompagnées d'accords en termes de planification des travaux.

4. Améliorer la communication sur la nécessité de ces infrastructures critiques.

Complémentaire à une bonne communication sur les aspects technico-économiques de ces infrastructures critiques, il est recommandé de contextualiser le besoin de celles-ci pour l'ensemble de la Wallonie. Il convient ainsi d'expliquer au plus grand nombre et le plus clairement

⁸³ Règlement relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie « zéro net » et modifiant le règlement (UE) 2018/1724 (Commission européenne, 2024).

⁸⁴ Liste qui reprend actuellement les travaux relatifs aux aéroports wallons, au plan d'investissement de la SNCB, aux réseaux structurants des TEC ainsi que ceux relatifs aux chaînons manquants autoroutiers et fluviaux des réseaux transeuropéens.

⁸⁵ Il faut noter que le projet Ventilus qui prolongera la Boucle du Hainaut en Flandre, entre Avelgem et Zeebrugge, fait également l'objet de nombreuses réactions d'oppositions de la part de riverains. La procédure administrative relative au projet Ventilus est un peu plus avancée puisque le Gouvernement flamand a approuvé le tracé définitif de cette ligne à haute tension, le 22 mars 2024.



	<p>possible en quoi ces infrastructures critiques sont nécessaires pour réussir la transition énergétique wallonne et pour que les citoyens et les entreprises installées en Wallonie puissent bénéficier des effets positifs à court, moyen et long termes de celle-ci (cf. projets coopératifs qui suscitent bien moins de levées de boucliers).</p> <p>De même, il convient de montrer que chaque projet individuel s'inscrit dans une logique plus large, répartie sur l'ensemble du territoire wallon, et qui bénéficiera à l'ensemble de la Wallonie.</p>
Horizon temporel	Cette mesure devrait être mise en œuvre le plus rapidement possible au cours de la prochaine législature. Elle devrait figurer explicitement dans la DPR 2024-2029.



2.1.2. Mesure 2 : Mitiger les risques financiers des projets de décarbonation des entreprises au travers de dispositifs adaptés, quel que soit le niveau de maturité de la technologie

Nom de la mesure	2. Mitiger les risques financiers des projets de décarbonation des entreprises au travers de dispositifs adaptés, quel que soit le niveau de maturité de la technologie
Type de mesure	Economique et organisationnelle
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Sources d'énergie renouvelables/bas carbone et technologies de production et de consommation associées
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : pouvoirs publics régionaux tels que le SPW Economie, le SPW Energie, Wallonie Entreprendre, le Gouvernement wallon.• Support : pouvoirs publics fédéraux (compétences non régionalisées, par ex. fiscalité)
Objectif	Simplifier et augmenter le soutien nécessaire aux entreprises en matière d'innovation et d'investissement dans les vecteurs énergétiques et les technologies de décarbonation, et réduire le risque financier associé.
Défis	<p><i>Synthèse des défis suivants : Défi #EE2, Défi #EE3, Défi #EE4, Défi #E3, Défi #E5, Défi #H3, Défi #H5, Défi #H5, Défi #H7, Défi #H9, Défi #EC1, Défi #EC4, Défi #CC3, Défi #CC4, Défi #CC8, Défi #CC12, Défi #CC13, Défi #PME1</i></p> <ul style="list-style-type: none">• La mise en place d'équipements matures, tels que ceux associés à l'efficacité énergétique, et a fortiori celle de l'électrification ou encore de la capture du carbone dans l'industrie wallonne, est entravée par des CAPEX (coûts des équipements et parfois d'adaptation des procédés) et des OPEX élevés, y compris les coûts de l'énergie.• Certaines technologies prometteuses mais peu matures (électrification haute température, production et utilisation de l'hydrogène et des e-carburants, capture et utilisation du carbone,...) nécessitent de la recherche supplémentaire notamment pour en améliorer les rendements.• Les incertitudes liées à la nouveauté de certains équipements, d'une part, et aux prix des énergies (et des quotas CO2) d'autre part, rendent nécessaire le développement de nouveaux mécanismes de financement qui permettent de tempérer les risques sur la rentabilité des CAPEX et la soutenabilité des OPEX.
Actions	1. Continuer à soutenir la recherche et développement et soutenir le financement de projets pilotes, pour les technologies à faible maturité.



A ce stade, les financements de la R&D “théorique” sont nombreux, mais il manque de moyens pour mettre sur pied des pilotes industriels qui ne sont pas rentables dans les conditions économiques actuelles et qui restent très incertains à moyen terme, alors que cette étape fait partie intégrante de la démarche de R&D. Une intervention publique sur les CAPEX de ces projets pilotes est ici requise, à l’instar du soutien via le mécanisme IPCEI.

De même, le financement de l’intégration des nouvelles technologies au sein des industries est un enjeu majeur. Il est alors question d’agir sur les OPEX et les risques de production, et non plus uniquement sur les CAPEX.

Focus hydrogène : Soutenir davantage la recherche et développement et le financement de projets pilotes dédiés à l’hydrogène bas carbone.

Pour concrétiser l’ambition de faire de la Wallonie une vallée de l’hydrogène, la Région et Wallonie Entreprendre pourraient soutenir des projets d’envergure de production et de consommation d’hydrogène (puissance installée comprise entre 10 et 300 MW⁸⁶) autour des pôles industriels de Liège et Charleroi en limitant drastiquement les délais de *permitting* et en finançant leur mise en place. La mise en place de projets pilotes est d’autant plus importante pour l’implémentation des mesures de sécurité.

Les pouvoirs publics wallons devraient en outre poursuivre les efforts de R&D, menés au niveau européen notamment, dans les filières prometteuses de production d’hydrogène renouvelable (électrolyseurs à plasma,...).

2. Valider la pertinence en vue d’implémenter un mécanisme de *Contract For Difference* (CfD) pour couvrir les OPEX liés à la fourniture de vecteurs énergétiques, notamment pour l’hydrogène.

La Région wallonne contribue déjà activement au financement de projets industriels wallons. L’axe d’amélioration consiste davantage à mieux allouer les fonds et anticiper les besoins.

Un Contrat sur la Différence (CfD), dans ce contexte, est un mécanisme de soutien entre le Gouvernement et une entreprise productrice ou consommatrice qui vise à compenser les variations de prix entre un prix d'exercice et un prix de marché. Les CfD peuvent être utilisés pour subventionner le coût de certains vecteurs énergétiques (comme l’électricité, l’hydrogène et les e-carburants). Si le prix du marché est inférieur au prix d'exercice, l'entreprise reçoit la différence. Si le prix du marché est supérieur, l'entreprise doit reverser le revenu supplémentaire au Gouvernement (Pour plus d'informations, se référer à l’Annexe 4 dédiée aux CfD).

Plus spécifiquement, le prix de l’hydrogène bas carbone, qui est une des voies alternatives à l’électrification, est actuellement dissuasif. Un

⁸⁶ Estimation basée sur le rapport 2022 de l’H2 valley <https://h2v.eu/analysis/reports>



mécanisme tel que le CfD représente une solution pour améliorer la compétitivité de l'hydrogène.

3. Valider la pertinence en vue d'implémenter un mécanisme de *Carbon Contract For Difference* (CCfD) pour couvrir les besoins associés au développement des technologies à faibles émissions.

Un CCfD est un type de Contrat sur la Différence par lequel un Gouvernement s'engage avec une entreprise sur un prix fixe (prix d'exercice) pour ses émissions de carbone sur une période déterminée par rapport au prix du marché du carbone (*ETS*). Si le prix du marché est inférieur au prix d'exercice, l'entreprise reçoit la différence. Pour un industriel, un tel mécanisme donne de l'assurance sur la capacité de couvrir ses coûts (CAPEX et OPEX) liés au développement et l'utilisation d'une technologie lui permettant de réduire ses émissions. Pour plus d'informations, se référer à l'Annexe 5 sur le CCfD).

4. Mettre en place un dispositif de garantie pour les projets stratégiques risqués afin de couvrir le risque de non-paiement d'un débiteur pour des raisons commerciales, politiques, monétaires ou autres.

La garantie des projets stratégiques a pour objectif de favoriser le financement de projets en Wallonie et présentant un intérêt stratégique pour l'économie. En France, un tel mécanisme existe à travers BpiFrance Assurance Export agissant au nom, pour le compte et sous le contrôle de l'Etat. Le mécanisme français consiste à couvrir les contrats commerciaux, les contrats de prêts et les investissements contre les risques politiques, catastrophiques, de non-transfert et commerciaux (insolvabilité ou carence du débiteur)⁸⁷. Un tel contrat pourrait être envisagé pour assurer un partage du risque de volume entre les autorités publiques, les exploitants d'infrastructures de transport et les utilisateurs industriels.

5. Mobiliser l'épargne privée pour soutenir la décarbonation des entreprises wallonnes.

Des mécanismes de soutien financier permettant aux citoyens wallons de participer à la décarbonation de l'industrie pourraient être mis en place à l'image de l'initiative de participation citoyenne aux projets éoliens en Wallonie.

Un mécanisme envisageable est la création d'un « plan d'épargne transition climatique ». L'objectif de ce plan serait d'inciter les citoyens wallons à soutenir des entreprises contribuant à la lutte contre le changement climatique tout en bénéficiant d'un faible risque. En France, le Plan d'Epargne Avenir Climat (PEAC), initié par la Loi relative à l'industrie verte, devrait être lancé en juillet 2024⁸⁸.

⁸⁷ Pour plus d'informations : <https://www.economie.gouv.fr/entreprises/assurance-credit-export#>.

⁸⁸ Le PEAC possède un plafond de versement de 23 000 € par personne, hors intérêts. Le taux d'intérêt est déterminé par le rendement des investissements.



	<p>Une autre possibilité est l'émission d'obligations vertes (<i>green bonds</i>)⁸⁹. Contrairement aux obligations traditionnelles, les obligations vertes se distinguent par un reporting environnemental détaillé sur les investissements financés. La première obligation verte a été émise en novembre 2008 par la Banque européenne d'Investissement (BEI). Depuis, le marché des obligations vertes a connu une croissance significative. Malgré une baisse, les volumes d'émission d'instruments de financement durable se sont élevés à 940 milliards de dollars en 2023.</p> <p>Il est nécessaire de coordonner ces nouveaux dispositifs spécifiques avec les autres solutions de financement existantes (subventions, prêts, capital, etc.).</p>
Horizon temporel	<p>L'évaluation des mécanismes de CfD et CCfD, et la mise en place du système de garantie pourraient voir le jour en 2026. Le mécanisme de mobilisation de l'épargne privée pourrait être créé en 2028.</p> <p>Le soutien de la R&D et des projets pilotes doit être mené de manière soutenue.</p>

⁸⁹ Une obligation verte, ou emprunt obligataire vert, est un titre émis sur le marché financier par une entreprise ou une entité publique, dans le but de collecter des fonds auprès d'investisseurs pour financer des projets visant à soutenir la transition verte.



2.1.3. Mesure 3 : Evaluer le potentiel énergétique de la Wallonie tous vecteurs confondus et le rendre disponible à la consommation par les entreprises

Nom de la mesure	3. Evaluer le potentiel énergétique de la Wallonie tous vecteurs confondus et le rendre disponible à la consommation par les entreprises
Type de mesure	Organisationnelle
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Sources d'énergie renouvelables/bas carbone, gaz de mine
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : pouvoirs publics régionaux notamment le Service public wallon Energie• Support : Gestionnaires de réseaux de transport, Gestionnaires de réseaux de distribution
Objectif	Disposer d'une évaluation coordonnée et homogène du potentiel des différents vecteurs énergétiques considérés comme renouvelables afin d'orienter les usages pour une efficacité maximale.
Défis	<p><i>Synthèse des défis suivants : Défi #E7, Défi #H1, Défi #EC2, Défi #B4, Défi #B6, Défi #CF3, Défi #G2, Défi #G6, Défi #G7, Défi #PME3</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Les entreprises voudraient pouvoir disposer de politiques énergétiques stables et de prévisibilité concernant l'évolution des prix, ainsi que d'une vision énergétique claire au niveau régional.• Les grands industriels wallons estiment que si les e-carburants ne sont pas largement accessibles d'ici 2040, d'autres moyens de décarbonation devront être envisagés (électrification, biomasse, hydrogène).• Le potentiel total du gaz de mine en Wallonie reste inconnu, mais il pourrait contribuer à renforcer l'indépendance énergétique, aux côtés de la biomasse.• La biomasse étant une ressource limitée, son utilisation peut entraîner des tensions en matière d'approvisionnement.• En plus d'être coûteux, le processus de production de biométhane représente une difficulté en matière de compétences.• Les réseaux de chaleur sont souvent perçus comme concurrents des réseaux de gaz ou électriques.• Le potentiel géothermique wallon demeure principalement théorique. Par ailleurs, la géothermie souffre d'un faible niveau de priorité parmi les autres politiques énergétiques, induisant des capacités techniques et administratives insuffisantes.



Actions

1. Evaluer la disponibilité locale et à l'importation des différents types de biomasse.

En tant que source d'énergie convoitée, une évaluation précise de la disponibilité technique et économique de la biomasse doit être réalisée. Les différents types de biomasse doivent être couverts : biomasse bois, boues de stations d'épuration, déchets et résidus agricoles, agro-industriels, etc. Cette évaluation doit d'abord se concentrer sur les gisements économiquement disponibles (et non seulement théoriques) sur le territoire wallon, puis s'étendre à l'échelle européenne, voire mondiale, incluant une analyse des possibilités d'importation. L'évaluation doit également prendre en compte la hiérarchie des usages ainsi que les critères de durabilité exprimés dans la RED II et la RED III, afin de garantir une utilisation optimale de la biomasse. Ces critères devront être transposés dans le cadre réglementaire wallon.

2. Evaluer le potentiel de production d'énergie secondaire bas carbone en Wallonie à partir de sources d'énergie primaires disponibles.

Une fois que la disponibilité des différentes sources d'énergie primaire est calculée ou mise à jour (biomasse, gaz de mine, etc.), il est important d'examiner le potentiel de production d'énergie secondaire : électricité, gaz et chaleur.

3. Déterminer et cartographier les potentiels de production et de consommation de chaleur bas carbone (Cf. Mesure 8)**4. Déterminer et cartographier les potentiels de production et de consommation d'hydrogène (Cf. Mesure 5)****5. Evaluer la disponibilité locale du gaz de mine.**

L'évaluation de la disponibilité du gaz de mine exploitable en tant que source d'énergie primaire en Wallonie apparaît comme un préalable à son éventuelle exploitation. Différentes analyses devront être menées, notamment la collecte et l'exploitation de données concernant les sites miniers, l'analyse de la qualité du gaz, ou encore l'évaluation de la faisabilité économique et technique de l'extraction, du traitement et de la distribution du gaz. Les aspects environnementaux et réglementaires devront également être pris en compte.

6. Etablir un objectif de mobilisation de chaque source d'énergie dans l'industrie.

Une fois que le potentiel d'énergie secondaire locale est évalué (électricité, biométhane et chaleur), il est opportun de définir un objectif de mobilisation par secteur (industrie, tertiaire, résidentiel, agriculture) sur plusieurs années tenant compte des contraintes techniques, économiques et de localisation, notamment à horizon 2030, 2040 et 2050. Ces objectifs pourraient être présentés dans le prochain PACE.

7. Réunir les GRT, GRD, grandes entreprises, autorités publiques et autres stakeholders pertinents afin d'établir les prévisions de



	<p>consommation pour les différents vecteurs énergétiques et converger vers des scénarios communs.</p> <p>Les GRT et GRD élaborent individuellement des scénarios de production et de consommation de vecteurs énergétiques pour anticiper les besoins des consommateurs. Réunir les acteurs est essentiel pour une prise de décision coordonnée. La collaboration des GRD et GRT permettrait de converger vers des scénarios communs et d'établir une vision multi-énergie partagée.</p> <p>8. Accélérer la transposition des obligations européennes dans le cadre réglementaire wallon.</p> <p>Il s'agit d'harmoniser la législation wallonne avec les objectifs et les normes fixés au niveau européen en matière d'énergie et d'environnement, tels que la directive sur l'efficacité énergétique ou encore RED III. Cela implique d'analyser les exigences spécifiques de chaque directive européenne et de les traduire en mesures concrètes et en politiques adaptées aux besoins et aux réalités de la Région wallonne. Ces adaptations peuvent inclure des mesures visant à promouvoir certaines énergies renouvelables ou technologies telles que les pompes à chaleur et à encourager l'innovation.</p>
Horizon temporel	Les études et la mise à jour du cadre réglementaire devront être réalisées d'ici 2025. La production de la vision devra voir le jour d'ici 2026.



2.2. Mesures spécifiques à certains piliers

Les mesures suivantes détaillent plus spécifiquement des actions relatives aux piliers énergétiques, chacun ayant ses défis propres, avec les technologies associées.

2.2.1. Mesure 4 : Développer et adapter les mécanismes de sécurisation du prix de l'électricité pour les entreprises

Nom de la mesure	4. Développer et adapter les mécanismes de sécurisation du prix de l'électricité pour les entreprises
Type de mesure	Economique et réglementaire
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Électricité et technologies de production et de consommation associées (Pour plus d'informations, se référer à la section dédiée à l'électricité comme pilier de la décarbonation, Partie E 3 - L'électrification)
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : Gouvernement wallon• Support : Commission wallonne pour l'Energie, Gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, fournisseurs d'électricité
Objectif	Réduire le prix de l'électricité payé par les consommateurs industriels et en limiter la volatilité.
Contexte et Défis	<p><i>Synthèse des défis suivants : Défi #E8, Défi #E9, Défi #E10, Défi #E11, Défi #E13, Défi #E14, Défi #PME3, Défi #PME5</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Pour les entreprises, les incertitudes concernant l'évolution des prix de l'électricité (bas carbone) et de sa disponibilité freinent les investissements dans le sens de l'électrification.• Les surcharges élevées qui s'appliquent sur l'électricité en Wallonie contribuent à un manque de compétitivité par rapport aux régions voisines.• Le déploiement des <i>Power Purchase Agreement (PPA)</i>⁹⁰ avance lentement en Belgique et en Wallonie en raison de plusieurs obstacles.• La création d'une communauté d'énergie nécessite des étapes essentielles et complexes.• La participation des industriels à la flexibilité du réseau est déjà possible pour certaines industries (e.g., Industeel à Charleroi), mais n'est pas encore généralisée, notamment par manque d'incitations.

⁹⁰ *Power Purchase Agreement* : Un *Power Purchase Agreement (PPA)*, pouvant être traduit par un « contrat d'achat d'électricité à long terme d'origine garantie » est un contrat de gré-à-gré entre un producteur et un consommateur d'électricité. Il établit les termes et les conditions auxquels l'électricité générée par le producteur sera vendue à l'acheteur sur une période définie, souvent de plusieurs années.



Actions	<p>1. Diminuer les surcharges répercutées sur les consommateurs à travers la facture d'électricité.</p> <p>Pour diminuer le poids des différentes surcharges payées par les consommateurs industriels, une des pistes envisageables est de modifier leur mode de financement. Plutôt que de les faire payer par les consommateurs (résidentiels et professionnels), on pourrait étudier la possibilité de les financer, en tout ou en partie, par d'autres voies. On pourrait également envisager de déplacer ces surcharges sur les factures de combustibles fossiles.</p> <p>Une autre piste serait de faire financer les différentes surcharges, partiellement ou en totalité, par le budget de la Région comme cela se fait, déjà, dans d'autres pays européens⁹¹.</p> <p>Enfin, on pourrait également définir une norme énergétique dans laquelle devrait nécessairement évoluer le prix de l'électricité payé par les consommateurs industriels. En cas de forte hausse des cours de l'électricité sur les marchés internationaux, la somme des différentes surcharges baisserait pour maintenir le prix payé par les industriels à un niveau acceptable ou, en tous cas, comparable à ce qui est pratiqué dans les régions et pays voisins.</p> <p>2. Sensibiliser les entreprises aux <i>Power Purchase Agreements (PPA)</i>.</p> <p>Consciente des limites inhérentes au fonctionnement du marché de l'électricité en cas de tension sur les cours du gaz naturel, la Commission européenne a récemment fait une proposition de règlement visant à encourager les consommateurs (essentiellement industriels) à recourir aux <i>PPA</i> pour tout ou partie de leurs achats d'électricité⁹². Très schématiquement, un <i>PPA</i> est un contrat, généralement de long terme, conclu entre un producteur et un consommateur d'électricité renouvelable. Il établit les termes et les conditions auxquels l'électricité générée par le producteur sera vendue à l'acheteur sur une période donnée, souvent de plusieurs années. Ce type de contrat permet de réduire fortement le risque d'une trop grande volatilité des prix de l'électricité, lié au cours du gaz naturel sur le marché européen, et de faire profiter les entreprises industrielles des coûts de production décroissants de l'électricité renouvelable. Il conviendrait dans un premier temps d'informer les industriels de l'existence et des avantages potentiels des <i>PPA</i>.</p> <p>3. Mettre sur pied un fonds public garantissant les <i>PPA</i>.</p> <p>Actuellement, les producteurs renouvelables qui souhaitent conclure un <i>PPA</i> de long terme avec un acteur industriel doivent couvrir le risque de défaut de paiement éventuel de celui-ci (en cas de faillite par exemple), ce qui représente un surcoût qui doit être supporté par l'acheteur (l'entreprise industrielle). Pour limiter cette prime de risque, et à l'instar</p>
---------	--

⁹¹ Voir par exemple l'exemple du Danemark qui a mis en place un système de *Contract for Difference* financé par le budget de l'Etat (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_2242)

⁹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148>



de ce qui existe déjà en France⁹³, la Wallonie pourrait mettre en place un fonds de garantie publique qui couvrirait le risque de défaut industriel (voir Mesure 2) et rendrait, de ce fait, les PPA plus intéressants financièrement pour les acheteurs industriels. Par ailleurs, des groupements de PPA, potentiellement portés par la Région (e.g., Danemark), pourraient être envisagés. Les groupements de PPA augmentent l'intérêt pour les investisseurs tout en permettant à un plus grand nombre d'entreprises d'en profiter.

4. Faciliter la participation des entreprises aux Communautés d'énergie et l'échange d'énergie de pair-à-pair à travers le partage d'information et la réévaluation des bénéfices économiques.

Le Décret du 5 mai 2022 modifiant le Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité permet, sous certaines conditions, aux entreprises de participer à des communautés d'énergie ou encore de pratiquer l'échange de pair-à-pair d'électricité. Il s'agit pour les entreprises d'une opportunité nouvelle et relativement peu connue en matière d'achat et de vente d'électricité. Il conviendrait dans un premier temps d'informer au mieux les entreprises sur les possibilités de ces nouveaux dispositifs à travers divers moyens de communication tels que des webinaires, tout en orientant vers la FAQ du Facilitateur Energie de la Wallonie pour répondre aux interrogations éventuelles. De plus, les acteurs commerciaux proposant d'assister à la mise en place de communautés d'énergie devraient être référencés.

Dans un second temps, il est important de réévaluer les bénéfices économiques associés aux Communautés d'énergie. Les quantités d'énergie renouvelable partagées sont actuellement assujetties au retour de certificats verts, contrairement à l'électricité verte fournie en direct. Il est donc nécessaire d'engager une réflexion sur la maintien de cette obligation afin de stimuler les utilisateurs du réseau intéressés par ce type d'activité.

5. Mettre en place le cadre réglementaire et sensibiliser les entreprises aux opportunités concernant la flexibilité (*Demand Side Response*).

Il revient principalement aux GRT, GRD et fournisseurs d'énergie de favoriser la flexibilité à travers la mise en place de frais de réseaux et de tarifs dynamiques par exemple. L'Administration, bien que possédant un rôle plus limité, peut par ailleurs augmenter l'adoption de la flexibilité grâce à la transposition des règlements européens aux niveaux fédéral et régional concernant l'accès, le partage et la gestion des données ou encore la mise en place de campagnes de sensibilisation (ex. partage de modèles d'affaire positifs). Pour plus d'information, consulter l'étude *THE POWER OF FLEX, Enabling consumers to benefit from the energy transition* (Elia, 2023)

⁹³ <https://www.economie.gouv.fr/energie-renouvelable-nouveau-fonds-garantie-contrats-appvisionnement#>



Horizon temporel	La diminution des surcharges devrait être mise en œuvre le plus rapidement possible au cours de la prochaine législature. Cette problématique devrait figurer explicitement dans la DPR 2024-2029. Les actions relatives aux <i>PPA</i> et aux communautés d'énergie pourraient voir le jour d'ici 2026, suivies de celle relative à la facilitation de la flexibilité en 2027.
------------------	---



2.2.2. Mesure 5 : Préparer le cadre réglementaire et régulateur de l'hydrogène renouvelable et bas carbone en amont de la massification de son usage

Nom de la mesure	5. Préparer le cadre réglementaire et régulateur de l'hydrogène renouvelable et bas carbone en amont de la massification de son usage
Type de mesure	Economique et réglementaire
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Hydrogène et technologies de production et de consommation associées (Pour plus d'informations, se référer à la section dédiée à l'hydrogène comme pilier de la décarbonation, Partie E 4 - L'hydrogène renouvelable et bas carbone)
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : Gouvernement wallon, Commission wallonne pour l'Energie• Support : Gestionnaires de réseaux de transport et Gestionnaires de réseaux de distribution désignés
Objectif	Assurer que les règles d'usage et tarifaires de l'hydrogène soient en place dès le lancement de la production et l'exploitation du réseau.
Défis	<i>Synthèse des défis suivants : Défi #H2, Défi #H4, Défi #H7, Défi #H8, Défi #H10</i> <ul style="list-style-type: none">• Le développement du cadre réglementaire, notamment celui relatif au transport et à la distribution de l'hydrogène, devra se faire en concertation avec le Fédéral et les autres Régions.• Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport et distribution de l'hydrogène est crucial pour les industriels.• Les technologies utilisant de l'hydrogène pour la production de chaleur à haute ou très haute température sont encore peu matures.• La construction d'un backbone d'hydrogène et d'infrastructures de distribution est un élément essentiel pour le développement de l'hydrogène.• Les projets soutenus par la Région wallonne en lien avec l'utilisation de l'hydrogène concernent uniquement le domaine des transports.
Actions	1. Cartographier les besoins en réseau d'hydrogène En dehors du backbone, il est important d'avoir une vision claire des acheteurs industriels potentiels d'hydrogène en Wallonie. La réalisation d'une cartographie des potentiels prélèvements et injections par les industriels en Wallonie, notamment sur base des connaissances des GRT et GRD est donc nécessaire. Cette cartographie permettra d'alimenter la Mesure 3.



	<p>2. Sécuriser le prix de l'hydrogène renouvelable et bas carbone pour les consommateurs potentiels.</p> <p>Si l'électrification des procédés industriels n'est pas envisageable, une des voies possibles pour les décarboner est de remplacer les combustibles fossiles actuellement utilisés par de l'hydrogène renouvelable et bas carbone. Toutefois, s'il est produit par électrolyse de l'eau, le MWh d'hydrogène sera nécessairement plus coûteux que le MWh d'électricité qui, lui-même, est fortement corrélé au prix du MWh de gaz naturel (voir PARTIE E - 3.4.4.). Le prix que paiera un industriel pour s'approvisionner en hydrogène risque donc d'être dissuasif (voir Mesure 4).</p> <p>La vision adoptée par le GW en mai 2024 pour l'horizon 2050 se concentre exclusivement sur l'hydrogène renouvelable, avec une période transitoire (2030) où l'hydrogène renouvelable et bas-carbone devront cohabiter.</p> <p>3. Établir une méthodologie tarifaire évolutive.</p> <p>Même s'il s'agit d'une compétence fédérale, la répartition du financement du raccordement pour l'accès au réseau H2 entre le GRT (gestionnaire du réseau de transport) et les URTs (utilisateurs de réseau de transport) doit être établie, à l'image de ce qui existe aujourd'hui pour répartir les coûts de raccordement des réseaux de transport de gaz naturel ou d'électricité. La méthodologie tarifaire pour établir les coûts de transport de l'hydrogène doit s'adapter à l'évolution du prix de l'hydrogène.</p> <p>Cette même logique doit être appliquée à la méthodologie tarifaire de distribution d'hydrogène. Cette réflexion devrait être menée en considérant que la transformation, au moins partielle, du réseau de distribution de gaz naturel actuel permettrait de valoriser, au bénéfice de la transition énergétique, une infrastructure qui, autrement, deviendrait un <i>stranded asset</i>⁹⁴ d'ici 2040-2050.</p> <p>4. Instaurer un cadre réglementaire progressif et évolutif.</p> <p>Puisque le cadre réglementaire de la distribution de l'hydrogène, contrairement au gaz, se fait en amont de l'usage massif de ce dernier, il est suggéré qu'il soit progressif et évolutif, selon le rythme de l'évolution du marché de l'hydrogène. Cela signifie qu'il faut établir un cadre réglementaire qui prévoit des phases transitoires, des obligations étalées dans le temps et flexibles en fonction du développement du marché.</p> <p>Enfin, comme mentionné dans la Mesure 1, il faut s'assurer que les permis d'urbanisme ou unique soient délivrés en temps utiles le long du backbone planifié au niveau européen, qui passe notamment par Liège pour faire la jonction avec l'Allemagne.</p>
Horizon temporel	L'horizon temporel pour mettre en place le cadre réglementaire de l'hydrogène doit se situer entre 2025 et 2030 afin de permettre l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique dans les procédés industriels. Le cadre devra évoluer pour permettre la massification de la demande entre 2030 et 2040.

⁹⁴ Le terme anglais « *stranded asset* » (actif échoué, actif irrécupérable) fait référence à des installations qui, du fait d'un changement de législation, perdent une grande partie de leur valeur économique avant leur amortissement complet.



2.2.3. Mesure 6 : Organiser la capture, le transport, le stockage et l'usage du CO2

Nom de la mesure	6. Organiser la capture, le transport, le stockage et l'usage du CO2
Type de mesure	Economique
Technologie(s) /source(s) d'énergie	CO2 et technologies de production et de consommation associées (Pour plus d'informations, se référer à la section dédiée à la capture carbone comme pilier de la décarbonation, Partie E 7 - La capture, l'utilisation ou le stockage du carbone)
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : Gouvernement wallon et gestionnaire de réseaux de transport désigné• Support : Gouvernements flamand et bruxellois, Gouvernement fédéral, Wallonie Entreprendre
Objectif	Synchroniser le transport de CO2, son stockage et son usage pour rencontrer les objectifs climatiques tout en réduisant le risque de délocalisation d'entreprises
Défis	<p><i>Synthèse des défis suivants : Défi #EC3, #CC1, #CC2, #CC3, #CC6, #CC7, #CC10, #CC11, #H3, #PM3</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Un des enjeux associés à la production de e-carburants est la mise en relation entre les acteurs capables de fournir les intrants (hydrogène, CO2, azote, électricité).• Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport du CO2 est crucial pour les industriels qui mènent déjà des projets de capture.• Le développement de la filière CCUS requiert une stratégie coordonnée et une collaboration étroite entre les Régions, le Fédéral, ainsi qu'entre les Etats membres.• L'incertitude découlant du cadre juridique incomplet de la CCUS entrave le développement de la filière et freine la concrétisation des projets par les industriels.• Une partie des technologies de capture sont encore en phase de développement.• L'acceptation des projets de CCS par les citoyens peut constituer un obstacle à son développement.• Les systèmes de capture de CO2 coûteux et la limitation de la disponibilité du gaz naturel comme ressource fossile limitent la



	<p>disponibilité de l'hydrogène bas carbone (fabriqué à partir de gaz naturel et de carbone capturé).</p> <ul style="list-style-type: none">• Les entreprises voudraient pouvoir disposer de trajectoires énergétiques stables et de la prévisibilité concernant l'évolution des prix, ainsi que d'une vision énergétique claire au niveau régional.
Actions	<p>1. Identifier les zones d'intérêt pour le transport de CO2.</p> <p>À la suite du vote au Parlement Wallon du Décret relatif au transport de CO2 par canalisations, la Wallonie aura impérativement besoin d'une infrastructure de transport. Le prochain Gouvernement devra donc veiller à ce que les intérêts de la Wallonie soient bien pris en compte par le futur gestionnaire du réseau de transport de CO2. Pour ce faire, une étude sur les zones d'intérêt pour des canalisations de transport de CO2 et sur la conversion potentielle des infrastructures existantes pour le transport du CO2 est recommandée, du côté des producteurs de CO2.</p> <p>Pour rappel, la capture, l'utilisation et le stockage du carbone vise les industries pour lesquelles la réduction des émissions n'est pas réalisable par d'autres moyens, et pour lesquelles pour les émissions qui ne sont pas liées à la consommation énergétique (émissions de procédés hors énergie).</p> <p>2. Mettre en place un modèle économique incitant à l'usage du CO2 et reflétant le changement de paradigme sur le CO2.</p> <p>Lorsque l'on parle de CCU, le CO2 n'est plus vu comme un déchet mais comme une ressource. Ainsi, pour inciter l'usage du CO2 présent dans le réseau de transport ou plus largement sur le territoire wallon, une méthodologie tarifaire adaptée devrait être mise en place pour favoriser cette voie. Cette méthodologie tarifaire pourrait notamment se baser sur les coûts évités du stockage du CO2, à savoir les coûts qui auraient été engendrés par l'envoi du CO2 dans les zones de stockage géologique.</p> <p>3. Promouvoir et soutenir la mutualisation des équipements de purification et pressurisation du CO2 entre les sites industriels.</p> <p>Les normes d'injection dans le réseau prévoient 95 % de pureté du CO2 minimum. Certaines entreprises ou même les centrales gaz émettent du CO2 avec une concentration bien inférieure à ce seuil. Dans ces conditions, les coûts de purification ne sont pas soutenables.</p> <p>Une mutualisation des coûts des équipements de purification serait une solution pour les émetteurs ayant une faible concentration en CO2 et des volumes à traiter insuffisants pour rentabiliser de tels investissements. Pour favoriser la symbiose industrielle que représente cette mutualisation, les soutiens financiers régionaux (par exemple via des appels à projets) devraient favoriser la mutualisation des coûts de purification du CO2 et ce, en priorité dans les secteurs dont les émissions de CO2 de procédé « <i>hard to abate</i> » (i.e. le secteur du ciment), puis pour les plus petits émetteurs, afin de respecter le principe européen du « <i>leave no one behind</i> ».</p>



	<p>L'acceptation des projets de capture pouvant constituer un obstacle à son développement, des campagnes de sensibilisation du grand public devraient être menées.</p> <p>4. Pérenniser le soutien financier des projets de CCU afin d'activer la demande en CO2.</p> <p>Pour faire le lien avec les objectifs en matière de carburants renouvelables d'origine non biologique (<i>RFNBO⁹⁵</i>), il ne faut pas laisser de côté d'autres projets qui peuvent utiliser directement le CO2 injecté. Ainsi, les efforts en matière de soutien politique et financier pour les projets de CCU, tels que déjà soutenus par le passé pour la production d'e-carburant sont à maintenir.</p>
Horizon temporel	<p>L'horizon temporel à envisager pour la mise en place de cette mesure doit permettre l'utilisation des premières infrastructures du CO2 d'ici 2025 ainsi que l'utilisation d'un réseau massifié d'ici 2035. Pour cela, l'identification des zones d'intérêt pour le transport de CO2 doit avoir lieu dès 2024. La mise en place d'un modèle économique incitant à l'usage du CO2 doit avoir lieu en 2026. La promotion et le soutien de la mutualisation des équipements de purification et de pressurisation du CO2 entre les sites industriels peut être menée d'ici 2027. Le soutien financier aux projets de CCU doit être menée de manière continue.</p>

2.2.4. Mesure 7 : Soutenir la production, l'injection dans le réseau et l'utilisation du biométhane et de l'e-méthane

Nom de la mesure	7. Soutenir la production, l'injection dans le réseau et l'utilisation du biométhane et de l'e-méthane
Type de mesure	Economique, organisationnelle et réglementaire
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Biométhane et technologies de production et de consommation associées (Pour plus d'informations, se référer à la section dédiée à la biomasse comme pilier de la décarbonation, Partie E 6 - La biomasse)
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none"> • En charge : Pouvoirs publics régionaux tels que les Services publics wallons et Wallonie Entreprendre • Support : producteurs de biométhane, organisations de la filière biométhane actives au niveaux fédéral et régional (Valbiom, fédération des biométhaniseurs agricoles, Gas.be), Pôles de compétitivité et Cluster (Tweed), Gestionnaires de réseaux de transport, Gestionnaires de réseaux de distribution
Objectif	Organiser et professionnaliser la filière du biométhane, renforcer les compétences des acteurs, identifier et résoudre les difficultés associées au développement de la filière.

⁹⁵ De l'anglais *Renewable fuels from non biological origin*



Défis	<p>Le biométhane est très peu développé en Wallonie avec 3 unités d'injection seulement malgré un potentiel existant. Ce phénomène s'explique notamment par les défis suivants : <i>Défi #B1, Défi #B2, Défi #B3, Défi #B5, Défi #B7</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Le seul type d'usage énergétique soutenu par la Wallonie est la valorisation du biogaz en cogénération à travers le mécanisme de Labels de Garantie d'Origine (LGO).• L'importance des CAPEX et OPEX, d'une part, et la faiblesse des mécanismes de soutien existants, d'autre part, freinent le développement du biométhane en Wallonie.• Les difficultés pour obtenir des permis pour l'installation d'une unité de biométhanisation et de purification, du fait de la complexité des dossiers et du temps nécessaire, représentent un défi substantiel au développement du biométhane. Ces difficultés sont notamment renforcées par le phénomène NIMBY.• L'absence d'une filière structurée pour le biométhane (manque d'acteurs de référence, de procédés d'introduction de demande structurés et standardisés) ralentit son déploiement en Wallonie par rapport à ce qui est observé dans les pays limitrophes.
Actions	<ol style="list-style-type: none">1. Evaluer la disponibilité locale et à l'importation des différents types de biomasse (Cf. Mesure 3).2. Structurer la filière biométhane en collaboration avec les acteurs du secteur. <p>La filière biométhane englobe l'ensemble des activités et des organisations impliquées dans la production et la consommation du biométhane, depuis l'amont jusqu'à l'aval (agriculteurs et leurs fédérations, agro-industriels, GRD, fournisseurs d'équipements...). La mobilisation des parties prenantes permettrait d'identifier et de surmonter les défis potentiels qui entravent le développement de la filière, tels que les questions réglementaires, le soutien financier, les contraintes techniques, les aspects socio-environnementaux. Cette réflexion devrait permettre de définir des actions ciblées.</p> <p>La mise en place d'un point de contact central, tel qu'un Facilitateur Biométhane, permettrait d'assister les porteurs de projets et les utilisateurs potentiels désireux d'investir dans le biométhane en leur fournissant les informations nécessaires ou en les orientant vers les bonnes ressources ou organisations.</p> <p>La structuration de la filière passe également par un accompagnement adéquat des porteurs de projet, notamment des agriculteurs et industriels qui souhaitent valoriser de la biomasse méthanisable. Cet accompagnement repose notamment sur la diffusion des guides techniques concernant la production de biométhane publiés par Valbiom décrivant les étapes à suivre, les aides disponibles ou encore les normes à respecter. Des conférences et formations de courte durée pourraient être mises sur pied par la Région autour du matériel déjà disponible. Des actions de sensibilisation devront</p>



certainement être envisagées, notamment sur les externalités positives du biométhane, les moyens de renforcer les revenus des producteurs (*Biomethane Purchase Agreements*, valorisation du CO₂ biogénique, couplage avec stations GNC/GNL).

3. Conduire une analyse comparative des aides à la production et à la consommation disponibles dans différents pays pour soutenir le biométhane, e-méthane et gaz de mine et développer un régime de soutien adapté en Wallonie, non restreint à la production d'électricité.

Il paraît indispensable de promouvoir le développement de la filière auprès des acteurs wallons de l'agriculture, notamment familiale.

Le seul type d'usage énergétique soutenu par la Wallonie est la valorisation du biogaz en cogénération à travers le mécanisme de Labels de Garantie d'Origine (LGO). Comme énoncé dans le PACE, il convient de mettre en place des mécanismes de soutien non restreints à la production d'électricité.

De manière générale, il existe deux grandes catégories d'aide à la biométhanisation : les mécanismes de soutien à la production ou à la consommation. Les mécanismes de soutien à la production comprennent la diminution des tarifs d'injection, les primes d'injection, les aides à l'investissement et les aides au raccordement. Les mécanismes de soutien à la consommation signifient la mise en place de quotas, à travers les preuves d'origine appelées garanties d'origine dédiées au biométhane telles que définies par RED II/III et autres preuves de durabilité. La Wallonie est d'ailleurs tenue de mettre en place ces preuves. Les quotas peuvent se référer à une part minimale déterminée de biométhane dans le mix énergétique ou dans la consommation de secteurs spécifiques tels que celui des transports. Ces obligations sont souvent destinées aux fournisseurs de gaz ou de carburants. A titre d'exemple, les Pays-Bas ont récemment introduit un objectif d'une part renouvelable dans le réseau de gaz. L'intérêt de ce mécanisme pour la Wallonie mérite d'être évalué.

Concernant l'e-méthane, il semble nécessaire d'effectuer un exercice de benchmarking similaire. La mise en place de mécanismes de tarifs d'achat ou de projets pilotes avec des industriels wallons pourrait être une approche appropriée.

4. Analyser les exigences réglementaires nécessaires à la mise en place de projets de biométhanisation dans d'autres pays.

Étant donné la complexité des démarches administratives nécessaires à l'installation d'une unité de biométhanisation, il est pertinent de mener une analyse comparative de plusieurs régions européennes, en particulier dans des pays où la filière est dynamique tels que la France, les Pays-Bas et le Danemark. Cette étude viserait à identifier les meilleures pratiques et à formuler des recommandations pour simplifier les procédures en Wallonie, notamment en matière de *permitting*.

5. Développer un projet pilote de *biogaz pipe* avec une unité de production de biométhane centralisée.



	<p>La Région pourrait soutenir les acteurs de la filière, notamment les GRD et les agriculteurs, dans la réalisation d'un projet pilote de réseau de biogaz. L'installation d'une telle infrastructure permettrait le transport du biogaz et la centralisation de sa purification en biométhane. Un tel réseau permettrait de réaliser des économies d'échelle et d'éviter de faire reposer la purification du biométhane, plus complexe que la production de biogaz, sur les agriculteurs qui sont les principaux producteurs de biogaz.</p> <p>6. Rassembler ces éléments dans une stratégie biométhane wallonne.</p> <p>Au même titre que la stratégie chaleur ou la stratégie de rénovation wallonne, la Wallonie devrait élaborer une stratégie biométhane détaillant ses objectifs et son plan d'action pour dynamiser la filière. Les différents acteurs de la filière doivent être impliqués afin d'établir ou de recommander auprès des pouvoirs publics les conditions du développement du biométhane et les aides adéquates associées. Par exemple, les acteurs, notamment les GRD et les pouvoirs publics, devront réfléchir au meilleur moyen de minimiser les coûts des infrastructures d'injection et de connexion au réseau en réfléchissant à l'identification d'emplacements optimaux. L'intégration ou la cohérence de cette stratégie avec les stratégies agricoles et énergétiques, dont le PACE, est primordiale pour lui donner davantage de résonance. Les mesures de soutien financier, notamment l'investissement direct de la part de la Région dans des unités, devront être détaillées.</p>
Horizon temporel	D'autres défis étant davantage prioritaires, l'opérationnalisation de cette mesure pourrait voir le jour d'ici 2025 pour la réalisation des études nécessaires et 2026 pour la structuration de la filière et la stratégie wallonne biométhane.



2.2.5. Mesure 8 : Renforcer le déploiement des réseaux de chaleur et leur approvisionnement en chaleur renouvelable ou bas carbone

Nom de la mesure	8. Renforcer le déploiement des réseaux de chaleur et leur approvisionnement en chaleur renouvelable ou bas carbone
Type de mesure	Economique, organisationnelle et réglementaire
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Réseaux de chaleur et leur approvisionnement en chaleur fatale et géothermique (Pour plus d'informations, se référer à la section dédiée à la chaleur fatale comme pilier de la décarbonation, Partie E 8 - L'utilisation de la chaleur fatale, et à la section dédiée à la géothermie comme pilier de la décarbonation, Partie E 9 - La géothermie).
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : Pouvoirs publics régionaux notamment le SPW Territoire, Logement, Patrimoine, Énergie, le SPW Agriculture, Ressources naturelles et Environnement (Service géologique de Wallonie), l'Agence wallonne de l'Air et du Climat, Wallonie Entreprendre, le Département des Permis et Autorisations, Communes et Intercommunales• Support : Fédérations, Pôles de compétitivité, Cluster Tweed, Facilitateur chaleur renouvelable, Facilitateur chaleur renouvelable
Objectif	Favoriser le déploiement de la chaleur renouvelable ou bas carbone en utilisation directe ou indirecte à travers les réseaux de chaleur.
Défis	<p><i>Synthèse des défis suivants : Défi #CF2, Défi #CF4, Défi #CF5, Défi #CF6, Défi #CF7, Défi #G1, Défi #G2, Défi #G3, Défi #G4, Défi #G6, Défi #G7, Défi #G8, Défi #G9, Défi #G10</i></p> <ul style="list-style-type: none">• La géothermie se développe lentement pour plusieurs raisons : investissements initiaux élevés, risques importants lors des phases initiales d'exploration, manque d'information sur la technologie, préoccupations relatives à l'utilisation des terres et impacts environnementaux et sociaux, faible niveau priorité parmi les autres politiques énergétiques...• Parallèlement, plusieurs défis expliquent le développement lent des réseaux de chaleur : coûts d'installation élevés, une période d'amortissement longue, une mise en œuvre complexe et la participation de nombreux intervenants...• La chaleur et le froid renouvelables souffrent également d'un cadre réglementaire wallon fragmenté et lacunaire alors que la Wallonie est tenue de mettre en œuvre les obligations et recommandations stipulées dans les diverses directives européennes.



Actions

1. Continuer à développer la connaissance des ressources géothermiques du sous-sol wallon, pour la géothermie minière comme profonde.

Bien que des cartographies mettant en évidence les zones d'intérêt soient disponibles sur le Géoportail de la Wallonie, une connaissance plus approfondie du sous-sol est nécessaire. Pour cela, des études géologiques détaillées sont en cours pour cartographier les caractéristiques géothermiques du sous-sol. La Wallonie a récemment lancé un marché public visant à établir une cartographie précise du potentiel géothermique profond de la Région. Une vaste campagne géophysique d'exploration a été menée en 2022 dans les Provinces de Namur et du Luxembourg à travers le projet GEOCOND22. En octobre 2023, des marchés relatifs à la caractérisation du sous-sol ont été lancés dans quatre zones en Wallonie. Des campagnes géophysiques supplémentaires sont prévues dans les zones de Liège, Verviers-Eupen, Charleroi et Wavre-Ottignies d'ici 2025. Cette exploration doit être poursuivie afin de mieux localiser et évaluer les réservoirs profonds ainsi que leur géométrie.

2. Alimenter la cartographie de l'offre de chaleur fatale dans le secteur industriel et de la demande tous secteurs confondus avec des données industrielles et les potentiels géothermiques.

Tout d'abord, il est nécessaire de collecter des données détaillées de production de chaleur fatale sur les sites et bassins industriels existants, y compris leur emplacement géographique, leur secteur d'activité et leur consommation énergétique actuelle. Ces données sont potentiellement disponibles au sein de l'administration dans le cadre de différentes procédures administratives notamment pour l'octroi des permis d'environnement. Exploiter les données de l'outil d'aide à la décision PIZEN pour identifier de potentielles zones de production de chaleur fatale industrielle apparaît également pertinent. Ensuite, ces données doivent être analysées, cartographiées, et mises en lien avec les données issues de la stratégie réseau de chaleur wallonne.

Par ailleurs, l'exploitation de la géothermie doit être privilégiée là où elle peut être directement utilisée. Ainsi, le potentiel de production géothermique (voir Action précédente) et les endroits où les industries ont besoin de chaleur basse température sont à ajouter sur cette cartographie.

Ainsi, l'analyse croisée de ces données sur cette cartographie permettra de déterminer les zones à exploiter en priorité et servira de base à l'étude de pertinence mentionnée dans l'Action suivante.

Cette cartographie permettra d'alimenter la Mesure 3.

3. Etablir une obligation d'étude « réseaux de chaleur » lorsqu'une voirie est ouverte ou rénovée et réaliser un projet lorsque cela s'avère pertinent.

Il convient de travailler en plusieurs phases car un projet ne serait pas pertinent dans tous les cas (par exemple : travaux où seulement quelques



mètres sont ouverts en voirie) : étude de pertinence, étude de faisabilité et, si celle-ci est positive, obligation d'appels à projets.

Dans un premier temps, quelques paramètres de référence préciseront si une étude de pertinence relative à l'installation d'un réseau de chaleur est obligatoire. Ces critères peuvent être les suivants, à titre non exhaustif : la longueur du tronçon de voirie ouverte ou rénovée, la proximité d'un producteur industriel de chaleur fatale, la proximité de consommateurs de chaleur.

Si les résultats de l'étude de pertinence sont positifs, la réalisation d'une étude de faisabilité plus complète est exigée lors de chaque demande d'ouverture de voirie. L'étude de faisabilité définira la production potentielle de chaleur fatale, les niveaux de température de celle-ci, les consommateurs potentiels, leurs besoins thermiques, la longueur potentielle du réseau, sa densité énergétique,... En fonction des résultats de cette étude de faisabilité et sur base des informations techniques qu'elle contient, chaque projet d'ouverture de voirie sera soumis à une obligation de réaliser un appel à projets réseaux de chaleur⁹⁶.

Les modalités de mise en œuvre de ces obligations seront précisées par la Commission définie à l'article 2 II du Décret 'Chantier' du 30 avril 2009.

Ceci implique notamment la disponibilité préalable d'une cartographie indiquant le potentiel par zones pour déterminer la faisabilité d'implanter un réseau de chaleur sur la voirie concernée.

Enfin, la mise en place d'un processus de suivi et d'évaluation est indispensable pour évaluer l'efficacité de cette obligation et effectuer les ajustements nécessaires afin de promouvoir de manière optimale les réseaux de chaleur renouvelable et récupérable.

4. Mettre en place le cadre réglementaire relatif à la chaleur fatale et à la géothermie en accord avec les directives européennes.

Les réseaux de chaleur permettent de soutenir la consommation de chaleur renouvelable ou récupérable telle que la géothermie et la chaleur fatale. La Wallonie doit se conformer à plusieurs directives européennes concernant la géothermie.

Focus chaleur fatale

Les directives sur l'énergie renouvelable (RED II/III) et l'efficacité énergétique consacrent plusieurs de leurs dispositions aux thématiques de la chaleur fatale : objectif d'augmentation annuelle, suppression des barrières réglementaires, simplification des autorisations pour pompes à chaleur, obligation d'utilisation pour les data centers, obligations d'évaluation pour certaines installations industrielles... Ces obligations devront être traduites dans le cadre wallon tout en prenant en considération le caractère non concurrentiel de la valorisation de la chaleur fatale.

⁹⁶ Pour plus d'informations : <https://energie.wallonie.be/fr/appel-a-projets-pour-la-realisation-ou-l-extension-de-reseaux-d-energie-thermique-2023.html?IDC=10533>



Focus géothermie

A travers RED II, l'UE encourage le déploiement de la géothermie en établissant des objectifs de croissance des énergies renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement, et en incluant l'énergie géothermique parmi les technologies soutenues par le NZIA.

5. Conduire une analyse comparative des aides au développement des réseaux de chaleur dans différents pays et développer un régime de soutien adapté en Wallonie.

Étudier les pays où les réseaux de chaleur sont largement utilisés permettrait d'identifier des bonnes pratiques pouvant être adaptées au contexte wallon, notamment le Danemark, la Finlande, la Lituanie ou la Suède, ou encore l'Islande. Ces bonnes pratiques, telles qu'identifiées dans l'action 281 du PACE, peuvent inclure la mise en place d'un soutien pour le raccordement à un réseau de chaleur.

Focus chaleur fatale

Il apparaît pertinent d'étudier les pays disposant d'un plus grand taux d'utilisation de la chaleur fatale afin d'identifier des bonnes pratiques pouvant être adaptées au contexte wallon. Par exemple, l'Allemagne est aujourd'hui le pays le plus avancé d'Europe en matière d'utilisation de la chaleur renouvelable ou récupérable dans ses réseaux de chaleur avec un taux de 20 % et un objectif de 50 % en 2030 (Euractiv, 2023). Pour atteindre un tel taux, le Gouvernement allemand a mis en place des mesures d'incitation encourageant les industries à investir dans des systèmes de récupération de la chaleur.

Ces bonnes pratiques pourraient être un régime de soutien adapté à la valorisation de la chaleur fatale, un système de certification du caractère renouvelable ou durable des installations de production de chaleur, ou encore la mise en place d'obligations d'autoconsommation de chaleur fatale dans certains secteurs.

Focus géothermie

Dans un premier temps, il convient d'analyser la pertinence de la création d'un système de garanties pour la géothermie profonde (> 1 2000 mètres). Comme proposé dans l'action 286 du PACE, il apparaît pertinent d'« analyser la pertinence et l'impact de mettre en place un régime de garanties pour la géothermie profonde comme c'est le cas en France depuis 2023 ». En France, Le fonds de garantie sera mis en œuvre pour une durée de 10 ans. Les garanties auront pour objet de couvrir le risque lié au degré élevé d'incertitude de la ressource géothermale profonde lors de forages. Cette garantie permet de couvrir le risque géologique tout en permettant de développer la connaissance géologique et le potentiel de nouveaux aquifères peu connus. Le montant maximum d'indemnisation par projet s'élève à 17 millions d'euros et sera payé aux porteurs de projet en cas d'échec sur la qualité ou la quantité de la ressource géothermale.

Dans un deuxième temps, il apparaît pertinent d'étudier les pays qui ont une utilisation plus répandue de la géothermie permettrait d'identifier des



bonnes pratiques pouvant être adaptées au contexte wallon. En Europe, ces pays sont notamment la France, l'Allemagne, la Suède, la Finlande, l'Islande, l'Italie, le Portugal.

Ces bonnes pratiques pourraient être la mise en place d'un tarif de rachat (*feed-in tariff*), d'un Contrat sur la Différence avec le prix du vecteur « économisé », etc. A titre d'exemple, en France, l'ADEME propose une aide forfaitaire à la production géothermique sur le réservoir du Dogger (région parisienne) pouvant aller jusqu'à 10 €/MWh/an pour la géothermie profonde sur une période de 20 ans (profondeur supérieure à 200 mètres) (ADEME, 2021). L'instruction des projets est réalisée au cas par cas dans le cadre d'une analyse du coût de revient de la chaleur renouvelable produite par l'installation en €/MWh, en comparaison avec une solution de référence fossile

6. Mettre en place et accompagner des projets pilotes de géothermie et de récupération de chaleur fatale en Wallonie sur les zones à haut potentiel de production et d'usage de chaleur.

L'augmentation de la valorisation de la chaleur passe également par un accompagnement adéquat des porteurs de projet, notamment des industriels qui souhaitent valoriser leur chaleur fatale et utiliser un potentiel géothermique. Une solution à cet accompagnement repose sur la création d'un guide technique de la valorisation de la chaleur fatale décrivant les étapes à suivre, les normes à respecter, ou encore les organisations du secteur.

Des actions de promotion des bonnes pratiques des industriels ayant mis en place un système de valorisation de chaleur décarbonée devraient en outre être renforcées, à l'image de ce qui est réalisé par l'écosystème Heat2Net⁹⁷ mis en place par le Cluster Tweed pour la chaleur fatale.

Focus géothermie

Les zones d'intérêt géothermique (voir Mesure 3) doivent faire l'objet d'études géologiques approfondies pour évaluer le potentiel géothermique précis de ces zones et déterminer les meilleures méthodes d'exploitation. À ce titre, il peut s'agir de zones faisant l'objet préalable d'une campagne géophysique d'exploration. Lorsque les conclusions sont favorables, ces projets pilotes doivent voir le jour et permettraient de tester la viabilité technique de la géothermie dans un contexte industriel spécifique, de mesurer ses performances réelles et de recueillir des données sur son fonctionnement, ses coûts et ses avantages environnementaux et économiques. Les enseignements tirés de ce projet pilote pourraient ensuite être utilisés pour informer et orienter le déploiement de la géothermie à plus grande échelle dans d'autres zones industrielles de la Région.

⁹⁷ <https://clusters.wallonie.be/tweed/fr/news/heat2net-plan-dactions-2024>



	<p>7. Engager des discussions avec les Communes et les Intercommunales afin de créer un plan d'action pour le déploiement des réseaux de chaleur dans les zones industrielles.</p> <p>Organiser des réunions avec les autorités communales et intercommunales permettrait de discuter des avantages et des défis associés au déploiement des réseaux de chaleur dans les zones industrielles. Ces discussions devraient permettre de définir des objectifs et des priorités, ainsi qu'un plan d'action concret incluant les étapes à suivre et les ressources nécessaires. Il est également important d'impliquer les entreprises dans ce processus afin de garantir une approche collaborative et une adhésion à long terme au projet.</p> <p>En plus de la mise en relation, des actions de sensibilisation pourraient être menées.</p>
Horizon temporel	<p>Le cadre réglementaire devra être mis en place d'ici 2025 pour répondre aux obligations décrites dans la RED III. Les études cartographiques pourraient débuter d'ici 2026. L'analyse des aides aux réseaux de chaleur peut être envisagée pour 2027, en parallèle avec la mise en place de projets pilotes et l'établissement d'un plan d'action avec les Communes et Intercommunales. La mise en place de l'obligation d'étudier la pertinence d'un réseau de chaleur en cas d'ouverture ou de rénovation de la voirie pourrait être entreprise d'ici 2028.</p>

2.2.6. Mesure 9 : Soutenir la décarbonation de l'industrie au travers de la circularité et de la symbiose industrielle

Bien que la circularité relève des émissions de GES de scope 3 et dépasse donc le périmètre de cette feuille de route, une mesure dédiée à la circularité mérite d'être mise en avant en raison de ses impacts positifs sur les plans environnementaux et économiques.

Nom de la mesure	9. Soutenir la réduction de la demande énergétique au travers de la circularité et de la symbiose industrielle
Type de mesure	Réglementaire et organisationnelle
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Matières premières et déchets valorisables
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none"> • En charge : Pouvoirs publics régionaux tels que les Services publics wallons et la Direction du Développement durable. • Support : Fédérations et Pôles de compétitivité (dont GreenWin, Cluster Tweed, ...)



Objectif	Accélérer et lever les obstacles au développement de la circularité post-consommation (réutilisation d'un produit consommé comme matière première pour un nouveau produit).
Contexte et défis	<ul style="list-style-type: none">• La valorisation d'anciens matériaux fait face à de multiples obstacles qu'il est impératif de surmonter, notamment dans les domaines du transport, du traitement, et des débouchés.• Le recyclage des matériaux permet, dans certains cas, des économies d'énergie (e.g., matériaux nécessitant de moins hauts niveaux de températures).• Un certain nombre d'initiatives existent au niveau de la Wallonie concernant la circularité post-consommation dans l'industrie : programme NEXT, les 6 chaînes de valeur de Circular Wallonia.• Certains équipements qui permettent de décarboner les industries sont onéreux et peuvent être mutualisés.
Actions	<ol style="list-style-type: none">1. Encourager la requalification de certains matériaux pour les libérer du statut de déchets, simplifiant ainsi leur transport et stockage tout en instaurant les systèmes de qualité et de suivi nécessaires.2. Renforcer le transport fluvial et la logistique inverse pour optimiser le déplacement de ces matériaux, réduisant ainsi leur empreinte environnementale.3. Développer une stratégie de réutilisation des anciennes carrières en Wallonie en les transformant en centres de traitement de grands volumes pour répondre à la demande d'espace. L'élaboration de cette stratégie nécessite l'évaluation de risques par rapport aux contaminations des nappes phréatiques et aux inondations.4. Favoriser la mutualisation d'équipements nécessaires à la décarbonation (voir Mesures 6 et 7).
Horizon temporel	La requalification des matériaux pourrait avoir lieu en 2026, et le renforcement du transport fluvial à partir de 2027 en cohérence avec la Stratégie Régionale de Mobilité, volet Marchandise SRM-M. La stratégie de réutilisation des anciennes carrières pourrait être établie en 2028 pour laisser le temps de réaliser l'évaluation des risques.



2.3. Mesures d'accompagnement des entreprises

Ces mesures se rapportent à des constats et défis opérationnels, relevés de manière transversale par les entreprises et les acteurs publics. Nous sommes donc ici dans une approche davantage *bottom-up*, qui n'est pas fonction des piliers énergétiques ou des procédés, les autres facettes apportées par cette étude.

2.3.1. Mesure 10 : Renforcer les acteurs publics en soutien aux entreprises dans leur processus de décarbonation et faciliter leurs interactions

Nom de la mesure	10. Renforcer les acteurs publics en soutien aux entreprises dans leur processus de décarbonation et faciliter leurs interactions.
Type de mesure	Organisationnelle et réglementaire
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Sources d'énergie renouvelables/bas carbone et technologies de production et de consommation associées
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">En charge : Pouvoirs publics régionaux notamment les Services publics wallons, Wallonie Entreprendre, l'Agence wallonne de l'Air et du Climat, la Direction du Développement durableSupport : Fédérations, Pôles de compétitivité (dont Cluster Tweed), Gestionnaires de réseaux de transport, Gestionnaires de réseaux de distribution, entreprises
Objectif	Centraliser les informations et les contacts, renforcer la visibilité des informations, aides et outils existants, réduire la charge de travail des entreprises, notamment des PME, et faciliter la communication entre les Administrations et les entreprises. Renforcer l'exemplarité du secteur public en matière de décarbonation.
Défis	<i>Synthèse des défis suivants : Défi #EE1, Défi #PME1, Défi #PME2, Défi #PME4</i> <ul style="list-style-type: none">Le manque de connaissance technique et de familiarité avec les nouvelles technologies du côté de l'utilisateur freine la mise en place de systèmes d'efficacité énergétique.Les PME doivent pouvoir bénéficier de conseils approfondis sur la mise en œuvre d'actions concrètes et adaptées à leur chaîne industrielle ainsi que d'espaces pour favoriser le partage d'expérience.Les outils de suivi mis à disposition par la région sont peu connus (calculateur AWAC, annuaire des entreprises).Les subventions et primes sont tributaires de dossiers administratifs lourds pour les PME qui souffrent de ressources financières et humaines limitées.



	<ul style="list-style-type: none">• Les entreprises doivent jongler avec la multiplicité des sites, des points de contact (diverses administrations) et des types d'initiatives (environnementales et énergétiques) pour trouver les informations sur les soutiens financiers et les procédures ad hoc.• Les ressources et expertises allouées aujourd'hui par la région sont limitées face à la demande des entreprises et la complexité des dossiers à traiter.
Actions	<p>1. Créer un guichet centralisé numérique transversal aux administrations qui répertorie les différentes aides disponibles ainsi que les technologies associées et permette aux entreprises d'introduire leur dossier de manière unique (principe du <i>only once</i>).</p> <p>La plateforme pourrait permettre le pré-remplissage des dossiers en ligne. A l'image de la plateforme et du mécanisme de support SDE++ aux Pays-Bas (cf. Annexe 6), cette plateforme doit :</p> <ul style="list-style-type: none">• Prioriser les technologies matures dans un premier temps selon une liste à réaliser conforme aux réglementations européennes (inspirée de ce qui existe en Flandre),• Mettre en avant le soutien financier pour les CAPEX, l'OPEX ou aide à l'innovation potentiellement sous forme d'un arbre décisionnel pour aider à la prise de décision,• Classer et adapter le soutien aux technologies en fonction de l'efficacité à réduire les émissions de CO2,• Être transparente,• Être accessible à tous types d'entreprises bien que certaines aides soient davantage ciblées pour les PME ou les grandes entreprises.• Être évolutive en fonction de l'évolution de la maturité économique (par exemple, à travers le retour sur investissement) et technologique des projets. Les aides pourront être adaptées en fonction du retour d'expérience, du développement de certains vecteurs et technologies de production et de consommation moins matures aujourd'hui tels que le e-méthane, la CCUS, etc. <p>Le but de cette plateforme est de standardiser la recherche et l'octroi de différents soutiens financiers pour les entreprises, qu'elles soient spécifiques à la décarbonation ou non. Par ailleurs, les formulaires de demande doivent être uniformes et conformes au principe du "<i>only once</i>"⁹⁸, même si les dossiers sont traités par différentes administrations.</p>

⁹⁸ « Les services publics doivent réutiliser les informations déjà disponibles dans les bases de données. Ils peuvent demander des informations aux personnes uniquement si ces informations ne sont pas disponibles dans leurs bases de données. Peu importe que les données aient été collectées électroniquement ou sur papier. » Pour plus d'informations : <https://www.droitsquotidiens.be/fr/question/quest-ce-que-le-principe-de-la-collecte-unique-de-donnees-only-once>



L'élaboration d'une telle plateforme nécessite des échanges fréquents entre les différentes administrations publiques.

2. Établir une plateforme numérique de référencement d'entreprises qui permette aux entreprises de soumettre un besoin ou de se présenter comme fournisseur de solutions, ou encore de partager de bonnes pratiques.

L'objectif de cette plateforme est de promouvoir les solutions et les services tout en facilitant la mise en relation entre les entreprises fournisseurs de solutions et celles ayant des besoins spécifiques. La plateforme française je-decarbhone.fr, en partie portée par John Cockerill, constitue un exemple inspirant pour la création d'une telle plateforme en Wallonie. Une collaboration avec des Fédérations, Pôles de compétitivité et Clusters semble pertinente, notamment des Fédérations d'équipementiers (par exemple Climafed). De plus, cette plateforme pourrait être alimentée par le partage des bonnes pratiques, favorisant ainsi l'échange de connaissances et d'expériences entre les acteurs du domaine. La mise à jour de la banque de données sur les entreprises wallonnes du SPW Economie pour y inclure ce service pourrait être évaluée.

3. Envisager le renforcement (en compétence et en nombre) des services publics en charge de la mise en œuvre des dispositifs en soutien à la décarbonation des entreprises (SPW EER, WalEnergie...) afin d'assurer un accompagnement efficace et rapide des demandes des entreprises.

Il existe diverses aides disponibles pour l'accompagnement des entreprises, depuis la PME jusqu'aux grandes entreprises, notamment au travers des référents bas-carbone qui donnent une première orientation, des auditeurs privés dont les services peuvent être financés en partie par la région, et de WalEnergie destiné aux entreprises ayant une consommation énergétique de plus de 10GWh/an.

Il semble que les entreprises, et les PME en particulier, ne sont pas toujours bien accompagnées dans la durée. Dès lors, il pourrait être pertinent d'élargir le scope de WalEnergie aux PME qui consomment moins de 10GWh/an. Une période de test pourrait permettre d'évaluer l'impact d'une telle évolution.

Par ailleurs, le renforcement des services publics vise notamment à résoudre les longs processus de délivrance de permis. S'assurer du développement des compétences du personnel sur les technologies de décarbonation (formation continue) permettrait de servir au mieux les entreprises (orientation vers les financements les plus appropriés, suivi des évolutions réglementaires et remontée d'informations de terrain auprès de la Commission européenne).



4. Mettre en place un système de collecte de données sur la décarbonation de l'industrie wallonne et un tableau de bord.

Comme mis en avant dans le PRW et le PACE, le monitoring de la transition bas carbone doit être amélioré. Il est conseillé de renforcer la mise en commun des données collectées par les différentes Administrations en matière de décarbonation et d'en faire un tableau de bord régional. Les sources de données pourraient être : le bilan énergétique wallon, les données et enquêtes menées par le SPW, le reporting des Accords de branche et Communautés Carbone, le calculateur carbone de l'AWAC, l'outil d'aide à la décision PIZEN à destination des PME (après anonymisation des données), mais aussi les données collectées par les entreprises bénéficiant de subsides. Les dépenses en lien avec le monitoring énergétique sur le site de l'entreprise pourraient être intégrées potentiellement au dossier d'aide.

Les méthodes de calcul pouvant différer, une uniformisation méthodologique sera nécessaire. Les données suivantes pourraient être d'intérêt : émissions de CO₂, consommation d'énergie primaire, consommation d'énergie finale, selon les critères de taille d'entreprise, de secteur et de localisation des sites. Les Fédérations pourraient être amenées à contribuer à la collecte ou à la vérification des données. Ce tableau de bord pourrait couvrir d'autres secteurs que l'industrie comme le transport, le résidentiel, le tertiaire...

5. Assurer la promotion des outils d'aide à la décarbonation en place tels que le calculateur carbone de l'AWAC, la banque de données sur les entreprises wallonnes du SPW Economie et le futur outil d'aide à la décision PIZEN.

Spécifiquement concernant l'outil d'aide à la décision, il est essentiel que les autorités publiques, ainsi que les utilisateurs directs (industriels souhaitant se décarboner) et indirects (entreprises fournissant des services de décarbonation), s'approprient l'outil PIZEN. Cette appropriation contribuera à la sensibilisation des entreprises et les orientera vers les équipements les plus adaptés dans leur démarche de décarbonation.

6. Poursuivre l'organisation d'événements de partage, potentiellement par secteur, tels que des webinaires pour promouvoir les solutions existantes et éprouvées, les *success stories*, mais aussi informer sur les risques inhérents à l'inaction et autres législations liées à la décarbonation.

Organiser des événements de partage, potentiellement par secteur, comme des webinaires, constitue une approche efficace pour promouvoir les solutions existantes et éprouvées dans le domaine de la décarbonation. Ces événements pourraient mettre en avant des *success stories* pour illustrer les bénéfices concrets des initiatives de réduction des émissions de carbone. Ces événements, déjà en partie organisés par les Fédérations ou Wallonie Entreprendre, favorisent ainsi une sensibilisation



accrue et une compréhension approfondie des enjeux et des opportunités liés à la transition vers une économie bas carbone.

7. Accélérer la décarbonation du secteur public et assurer l'exemplarité à travers le secteur de l'eau et du traitement des déchets.

Le secteur public doit être exemplaire dans son engagement en faveur de la décarbonation. Une des voies pour atteindre cet objectif est la décarbonation du chauffage et de la climatisation des bâtiments publics.

Parallèlement, le secteur de l'eau ainsi que le secteur du traitement des déchets représentent des secteurs où l'accélération de la décarbonation est particulièrement pertinente. Ces secteurs, qui regroupent des opérateurs publics, partagent les mêmes défis de décarbonation que certaines entreprises et doivent implémenter des actions d'efficacité énergétique, installer des actifs de production renouvelable, électrifier un certain nombre de leurs procédés. En outre, le secteur de l'eau est confronté à des contraintes croissantes dictées par l'Union européenne en matière de décarbonation. Ainsi, le secteur représente une opportunité significative pour démontrer l'engagement de la Région envers la décarbonation.

8. Intégrer des critères environnementaux dans les processus d'appels d'offres publics.

Conformément au Plan de Relance (PRW), la Wallonie vise à renforcer la dynamique d'achats publics responsables et faciliter l'accès des PME/TPE aux marchés publics. Une phase de test pourrait être menée sur quelques marchés publics. Concrètement, l'introduction d'une évaluation de l'empreinte carbone dans les processus de passation de marchés (BEGES des soumissionnaires) pourrait être envisagée. Par extension, l'évaluation de l'empreinte dans les projets publics et la conception de politiques publiques serait pertinente.

Par ailleurs, l'exigence des informations sur la circularité des produits dans les appels d'offres publics pourrait être une clause à ajouter. Cette clause pourrait inclure la part de matériaux recyclés utilisés dans la fabrication, la facilité de démontage et de recyclage du produit, la possibilité de réutilisation ou de réparation, ou encore la mise en place de systèmes de reprise ou de recyclage à la fin de la vie utile du produit. De plus, imposer des quotas de matériaux durables (recyclés, biosourcés,...) pour la construction de routes et de bâtiments publics lors des appels d'offres publics pourrait être une démarche complémentaire à considérer.

Les autorités flamandes et néerlandaises ont mis en place des quotas de matériaux spécifiques (par exemple, recyclés, avec une certaine empreinte environnementale) dans les appels d'offres publics pour la construction de routes et de bâtiments publics. La Wallonie pourrait envisager une telle initiative pour son territoire à travers le Cahier des Charges Type Qualiroutes et le Cahier des Charges Type Bâtiments (CCTB).



Horizon temporel	Une première version du guichet centralisé numérique répertoriant les aides à la décarbonation devrait être prête en 2025 et améliorée de manière continue. La promotion des outils doit également avoir lieu de manière continue. Le renforcement des ressources humaines de l'administration publique et des OIP doit être anticipé le plus tôt possible pour voir le jour en 2026. Le référencement des entreprises fournissant des services liés à la décarbonation ainsi que la collecte de données et la mise en place des critères environnementaux, moins prioritaires, pourraient voir le jour en 2027.
------------------	--

2.3.2. Mesure 11 : Accompagner le développement de formations et la reconversion professionnelle

Nom de la mesure	11. Accompagner le développement de formations et la reconversion professionnelle
Type de mesure	Economique et organisationnelle
Technologie(s) /source(s) d'énergie	Sources d'énergie renouvelables/bas carbone et technologies de production et de consommation associées
Acteurs porteurs de la mesure	<ul style="list-style-type: none">• En charge : Forem et Centres de compétences, IFaPME, ...• Support : Pôles de compétitivité, entreprises, syndicats, Fédérations, Universités, Hautes Ecoles, Services publics fédéraux, Pouvoirs publics régionaux tels que les Services publics wallons et Wallonie Entreprendre
Objectif	Anticiper les changements liés à la disparition, la transformation et à la création de certains métiers et permettre aux (futur.e.s) travailleur.euse.s wallon.ne.s d'avoir les capacités de répondre aux défis de la décarbonation.
Défis	<i>Synthèse des défis, notamment les suivants : Défi #CC9, Défi #G5</i> <ul style="list-style-type: none">• Le développement d'une expertise complète, de la capture à la séquestration ou à l'utilisation du CO₂, est rendu complexe par la longueur de la chaîne de valeur, nécessitant l'implication de nombreuses parties prenantes.• Plusieurs études mettent en lumière l'apparition, la disparition et les évolutions liées à certains métiers dans le contexte de la transition énergétique. Un déficit de main d'œuvre est constaté dans plusieurs domaines (R&D, bureaux d'études,...) et de secteurs tels que la construction (rénovation, isolation, HVAC, ...).• Le recrutement de personnel possédant des compétences dans les domaines des technologies, équipements et services liés à la décarbonation, déjà complexe, va devenir de plus en plus difficile.



Actions

1. Répertoire et structurer les compétences wallonnes sur toute la chaîne de valeur des vecteurs et technologies de la décarbonation en identifiant les formations associées.

Dans un premier temps, répertorier et structurer les compétences wallonnes nécessite de cartographier les compétences en fonction des différentes étapes de la chaîne de valeur, depuis la recherche et développement jusqu'à la mise en œuvre opérationnelle, y compris la maintenance.

Il est également possible d'identifier les acteurs clés wallons, belges et européens qui possèdent ces compétences. Cette cartographie doit ensuite être complétée par une analyse des formations associées, qu'elles soient académiques ou professionnelles, en tenant compte à la fois des formations disponibles et des besoins en formations supplémentaires pour combler les lacunes existantes. Cette analyse doit être réalisée sur les vecteurs et technologies de production et consommation cruciales dans le cadre de la décarbonation de l'industrie, notamment pour un usage de chaleur à haute et très haute température. Concernant l'industrie et la décarbonation des scopes 1 et 2, une priorité pourrait être portée sur l'électrification de la haute température, l'hydrogène, la CCUS, les carburants synthétiques, et la géothermie. A la suite de ces analyses, les formations manquantes et cruciales pour la décarbonation de l'industrie seront identifiées.

La sensibilisation aux opportunités de carrière et aux perspectives d'emploi dans les secteurs de la décarbonation peut également jouer un rôle crucial pour inciter les (futurs) professionnels à s'orienter vers certaines filières afin de contribuer à la transition vers une économie plus durable.

2. Collaborer avec les Universités, Centres de compétences, organismes de formation continue pour développer des programmes de formation.

Collaborer avec les Universités pour développer des programmes de formation constitue une démarche essentielle pour répondre aux besoins en compétences du « secteur » de la décarbonation. Cette collaboration pourrait prendre plusieurs formes, telles que la conception de cursus spécifiques en lien avec les vecteurs et les technologies de la décarbonation, l'intégration de modules spécialisés dans les programmes existants, ou encore la mise en place de partenariats de recherche pour favoriser l'innovation et la formation pratique.

Par ailleurs, collaborer avec les Centres de compétences, les organismes de formation continue et les entreprises (via les syndicats, les Fédérations, les Pôles de compétitivité, etc.) permettrait de concevoir des programmes de formation et d'organiser des sessions de formation continue pour les professionnels, qu'ils soient en activité ou en réorientation. En réunissant les expertises académiques et industrielles, il est possible de concevoir des programmes de formation complets et pertinents, qui contribuent à combler les lacunes en compétences et à former une main d'œuvre qualifiée et compétente dans le domaine de la décarbonation. Cette



	<p>mission, partiellement soutenue par les Pôles de compétitivité mais en manque de financement, doit être réactivée.</p> <p>La conception de programmes de formation en adéquation avec les besoins des entreprises est une mission des Pôles de compétitivité. Cependant, cette mission n'a pas bénéficié de financement au cours des dernières années.</p> <p>3. Proposer des incitants afin d'encourager les professionnels à se former ou se reconverter.</p> <p>Ces incitants peuvent être variés et adaptés aux besoins spécifiques des travailleurs ainsi qu'aux exigences du marché du travail. Par exemple, cela pourrait inclure des avantages fiscaux pour les entreprises qui financent la formation de leurs employés dans le domaine ou des incitations salariales pour les professionnels qui acquièrent des compétences spécifiques dans le domaine de la décarbonation. En collaborant avec le Forem, les entreprises et les organisations qui les côtoient, il est possible de concevoir des incitations sur mesure qui favorisent la participation à la formation continue et la reconversion professionnelle, contribuant ainsi à renforcer les compétences nécessaires à la décarbonation des industries.</p>
Horizon temporel	Une fois les besoins de nouvelles formations identifiées, les programmes de formation devront être développés pour voir jour d'ici 2027.



3. Horizon temporel

Le tableau ci-dessous reprend les délais recommandés pour la mise en œuvre des mesures. Naturellement, une exécution précoce des mesures constituera un avantage. L'objectif principal de ces horizons de temps est de déterminer les priorités.

Tableau 49 - Horizons temporels recommandés pour la mise en place des mesures

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	+2030
1. Fluidifier l'obtention des permis pour les infrastructures nécessaires à la production, au transport et à la distribution des vecteurs énergétiques décarbonés et accélérer leur construction ou leur mise à niveau	Intégration de la problématique des permis dans la DPR	Production d'une liste d'infrastructures prioritaires	Planning d'infrastructures réalisé avec les parties prenantes	Changement du CoDT				
2. Mitiger les risques financiers des projets de décarbonation des entreprises au travers de dispositifs adaptés, quel que soit le niveau de maturité de la technologie			Développement des mécanismes de CfD et CCfD		Mobilisation de l'épargne privée			
3. Evaluer le potentiel énergétique de la Wallonie tous vecteurs confondus et le rendre disponible à la consommation par les entreprises		Réalisation des études et mise à jour du cadre réglementaire	Etablissement de la vision					
4. Développer et adapter les mécanismes de sécurisation du prix de l'électricité pour les entreprises	Intégration de la problématique des surcharges dans la DPR		Facilitation de la mise en place des PPA et des communautés d'énergie	Facilitation de la flexibilité				
5. Préparer le cadre réglementaire et régulateur de l'hydrogène bas carbone en amont de la massification de son usage		Cadre réglementaire et tarifaire permettant l'utilisation de l'H2 comme vecteur énergétique						Cadre permettant la massification de la demande entre 2030 et 2040



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	+2030
6. Organiser la capture, le transport, le stockage et l'usage du CO2	Identification des zones d'intérêt pour le transport du CO2	Cadre permettant l'utilisation des premières infrastructures		Promotion et soutien de la mutualisation des équipements de purification et de pressurisation du CO2				Cadre permettant l'utilisation d'un réseau massifié d'ici 2035
7. Soutenir la production, l'injection dans le réseau et l'utilisation du biométhane et de l'e-méthane		Réalisation des études sur le soutien à la production et à la consommation	Structuration filière et stratégie biométhane wallonne					
8. Renforcer le déploiement des réseaux de chaleur et son approvisionnement en chaleur renouvelable ou bas carbone		Mise à jour du cadre réglementaire relatif à la chaleur renouvelable/bas carbone	Réalisation des études cartographiques	Analyse aides réseaux de chaleur, mise en place de projets pilotes, réalisation d'un plan d'action avec les communes/intercommunales	Obligation étude réseau de chaleur en cas d'ouverture/rénovation de voirie			
9. Soutenir la réduction de la demande énergétique au travers de la circularité et de la symbiose industrielle			Requalification des matériaux	Renforcement du transport fluvial et de la logistique inverse	Stratégie anciennes carrières			
10. Renforcer les acteurs publics en soutien aux entreprises dans leur processus de décarbonation et faciliter leurs interactions.		Mise en ligne de la plateforme de centralisation des aides soutien (V1) et promotion des outils	Renforcement des acteurs publics en soutien à la décarbonation des entreprises	Référencement des entreprises offrant des services liés à la décarbonation et collecte des données et critères environnementaux				
11. Accompagner le développement de formations et la reconversion professionnelle		Analyses et indentifications des formations manquantes		Développement des programmes de formation				



Références

- ADEME. (2015). *La chaleur fatale industrielle*.
- ADEME. (2019). *Les réseaux de Chaleur et de Froid, Etat des Lieux de la Filière*.
- ADEME. (2021). *Conditions d'éligibilité et de financement : Géothermie profonde*.
- Ademe. (2022). Récupéré sur <https://agirpourlatransition.ademe.fr/particuliers/bureau/deplacements/lecoconduite-solution-consommer-moins-carburant-limiter-emissions-co2>
- ADEME. (2022). *Bilan Carbone*.
- AFHYPAC. (2018). *Fiche 1.2 - Les données de base physico-chimiques sur l'hydrogène*.
- AFIR, C. E. (2023). *RÈGLEMENT (UE) 2023/1804 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 13 septembre 2023 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs*. Récupéré sur https://www.google.com/search?q=r%C3%A8glement+sur+les+infrastructures+pour+les+carburants+alternatifs&rlz=1C5CHFA_enBE969BE969&oq=r%C3%A8glement+sur+les+infrastructures+pour+les+carburants+alternatifs&gs_lcrp=EgZjaHJvbWUyBggAEEUYOTIICAEQABgWGB7SAQcxODNqM
- Agence internationale de l'énergie. (2019). *The Future of Hydrogen*.
- Agence internationale de l'énergie. (2021). *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*.
- Agence internationale de l'énergie. (2022, Mars 31). *Industrial heat demand by temperature range, 2018*. Récupéré sur <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/industrial-heat-demand-by-temperature-range-2018>
- Agence internationale de l'énergie. (2023, Septembre 14). *ETP Clean Energy Technology Guide*. Récupéré sur <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- Agence internationale de l'énergie. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*.
- AIE. (2019). *Contract for Difference (CfD)*.
- AIE. (2021, Avril). Récupéré sur About CCUS: <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
- AIE. (2022). *The Future of Heat Pumps*.
- AIE. (2022). *Where does Belgium get its electricity ?* Récupéré sur IAE: <https://www.iea.org/countries/belgium/electricity>
- AIE. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*.
- AKT for Wallonia . (2024). *Le point conjoncturel de mai 2024*.



- Alexander De Croo, Prime Minister of Belgium. (2023). *Ostend Declaration on the North Seas as Europe's Green Power Plant*. Récupéré sur <https://www.premier.be/en/north-sea-summit-23-declaration>
- AURORA. (2022). *Outlook on SDE++ 2022 : what can be expected from the upcoming round*.
- Banque nationale belge. (2020). Récupéré sur <https://www.nbb.be/fr>
- Belgian Greenhouse Gas Registry. (2021). *-Compliance 2021-2030 Details OHA*.
- Belgian Offshore Platform. (2024). Récupéré sur <https://www.belgianoffshoreplatform.be/en/>
- Bureau fédéral du Plan. (2023). *L'empreinte carbone des régions de la Belgique*.
- Bureau fédéral du plan. (2024). *Perspectives énergétiques de la Belgique à politique annoncée*.
- CAP Construction et Cluster Tweed. (2019). *Session de travail sur la thématique des réseaux de chaleur*.
- CapGemini. (2015). *Actualisation 2014 des scénarios renouvelables wallons*.
- Chargeguru. (2024). Récupéré sur <https://chargeguru.com/fr/fiches-pratiques/tout-savoir-camions-electriques/>
- CHPM2030. (s.d.). *CHPM2030 info platform on prospective areas*. Récupéré sur <https://www.chpm2030.eu/chpm-info-platform-on-prospective-areas/>
- CITEPA. (2020). *La biomasse énergie est-elle neutre en carbone*. Récupéré sur <https://www.citepa.org/wp-content/uploads/3.2-Biomasse-%C3%A9nergie-et-neutralit%C3%A9-carbone.pdf>
- Clean Air Task Force. (2023, Février 22). *Mapping the cost of carbon capture and storage in Europe*. Récupéré sur <https://www.catf.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/>
- Clean Air Task Force. (2024). *Designing Carbon Contracts for Difference*. Récupéré sur <https://www.catf.us/resource/designing-carbon-contracts-for-difference/>
- Clean Air Task Force. (2024). *Le coût du captage et du stockage du carbone en Europe*. Récupéré sur <https://www.catf.us/fr/ccs-cost-tool/>
- Climat.be. (2023). *Historique des émissions de gaz à effet de serre*. Récupéré sur <https://climat.be/en-belgique/climat-et-emissions/emissions-des-gaz-a-effet-de-serre/historique>
- Climate Strategies. (2022). *Carbon Contracts for Differences (CCfDs) in a European context*.
- Commission européenne. (2023). *Commission sets out rules for renewable hydrogen - Press release*.
- Commission européenne. (2023). *RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1184 DE LA COMMISSION du 10 février 2023*.
- Commission Européenne. (2020). *Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre*.
- Commission européenne. (2019). *Identification and analysis of promising carbon capture and utilisation technologies, including their regulatory aspects*. Récupéré sur



https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-capture-use-and-storage/overview_en#studies

Commission européenne. (2020). *COMMUNICATION DE LA COMMISSION, Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre.*

Commission européenne. (2020). *Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat.* Récupéré sur <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666>

Commission Européenne. (2021). *Assessment of Hydrogen Delivery Options.*

Commission européenne. (2021). *Sustainable carbon cycles for a 2050 climate-neutral EU Technical Assessment.* Récupéré sur https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:d86883c0-5d8e-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

Commission européenne. (2022). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS REPowerEU Plan.* Récupéré sur <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

Commission européenne. (2022). *REPowerEU: Un plan visant à réduire rapidement la dépendance à l'égard des combustibles fossiles russes et à accélérer la transition écologique**. Récupéré sur https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/IP_22_3131

Commission européenne. (2022, 05 18). *Stratégie de l'UE pour l'énergie solaire.* Récupéré sur <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A221%3AFIN&qid=1653034500503>

Commission européenne. (2023). Récupéré sur https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595

Commission européenne. (2023). *COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/1184 establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of RFNBO.*

Commission européenne. (2023). *Effort sharing 2021-2030: targets and flexibilities.* Récupéré sur https://climate.ec.europa.eu/eu-action/effort-sharing-member-states-emission-targets/effort-sharing-2021-2030-targets-and-flexibilities_en#:~:text=The%202023%20revision%20of%20the%20Effort%20Sharing%20Regulation%20amended%20the,in%20the%20years%202023%2D2

Commission européenne. (2023). *New Energy Efficiency Directive.* Récupéré sur https://energy.ec.europa.eu/news/new-energy-efficiency-directive-published-2023-09-20_en

Commission européenne. (2023). *Proposition de RÈGLEMENT DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL sur l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union.* Récupéré sur <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148>

Commission Européenne. (2023, Decembre 14). *Reform of electricity market design: Council and Parliament reach deal.* Récupéré sur Council of the European Union: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/12/14/reform-of-electricity-market-design-council-and-parliament-reach-deal/>



- Commission européenne. (2023). *RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1184 concernant les règles pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique.*
- Commission européenne. (2023). *RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2023/1185 précisant la méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre des RFNBO et RCF.*
- Commission européenne. (2023). *The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality.* Récupéré sur https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en
- Commission européenne. (2024, Juin 28). *Règlement (UE) 2024/1735 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie «zéro net».* Récupéré sur https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=OJ:L_202401735
- Commission européenne. (s.d.). *Proposition de DIRECTIVE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union, la décision (UE) 2015/1814.*
- Commission, E. (2024). *European Alternative Fuels Observatory.* Récupéré sur <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/belgium/infrastructure>
- Conseil de l'Union européenne. (2023). *Council and Parliament reach provisional deal on renewable energy directive.* Récupéré sur <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/30/council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-renewable-energy-directive/>
- Council of the European Union. (2023). *Fit for 55.* Récupéré sur <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- Cour des comptes européenne. (2023). *Aide de l'UE en faveur des biocarburants durables dans les transports.*
- CREG. (2021). *Étude concernant un cadre réglementaire pour le transport d'hydrogène.*
- CREG. (2024). *Power Purchase Agreements : Etat des lieux et Evaluation.*
- Cristal, P. (2024). *Decarbonation industrie et efficacite energetique en refrigeration/.* Récupéré sur <https://www.pole-cristal.fr/decarbonation-industrie-et-efficacite-energetique-en-refrigeration/>
- Deloitte. (2023). *Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighboring countries.*
- Deloitte. (2023). *Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighboring countries.*
- Department of Energy. (2022). *Industrial Decarbonization Roadmap.* Récupéré sur <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/Industrial%20Decarbonization%20Roadmap.pdf>
- EHB. (2024). *European Hydrogen Backbone Maps.* Récupéré sur European Hydrogen Backbone: <https://www.ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>



- EHI. (s.d.). *Hybrid heat Pumps*. Récupéré sur European Heating Technology: <https://ehi.eu/heating-technologies/hybrids-hybrid-heat-pumps/>
- EHPA. (2019). *Dashboard*. Récupéré sur <https://stats.ehpa.org/home/ehpa-dashboard/>
- Elia. (2016). *Le Projet ALEGrO, Interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne*.
- Elia. (2023). *Powering Industry Towards Net Zero*.
- Elia. (2023). *THE POWER OF FLEX Enabling consumers to benefit from the energy transition*.
- Elia. (s.d.). *Boucle du Hainaut*. Récupéré sur <https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets/projets-infrastructure/boucle-du-hainaut>
- Energie plus. (s.d.). *Géothermie [Le chauffage – PAC]*. Récupéré sur <https://energieplus-lesite.be/techniques/chauffage10/chauffage-par-pompe-a-chaaleur2/geothermie/>
- Energie, A. (2023). *Le Potentiel de Réchauffement Global*. Récupéré sur [https://www.calculcee.fr/article/gwp-prg/#:~:text=Un%20fluide%20frigorig%C3%A8ne%20avec%20un,ou%20GWP\)%20inf%C3%A9rieur%20%C3%A0%20150](https://www.calculcee.fr/article/gwp-prg/#:~:text=Un%20fluide%20frigorig%C3%A8ne%20avec%20un,ou%20GWP)%20inf%C3%A9rieur%20%C3%A0%20150).
- Energieplus. (2007). *Climatisation et réfrigération - réglementation*. Récupéré sur <https://energieplus-lesite.be/reglementations/climatisation-et-refrigeration3/reglementation-des-fluides-frigorigenes/>
- ENERGY STAR. (2013). *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Cement Making*.
- Energy.nl. (2019, Juin 27). *Industrial mechanical vapour recompression (MVR)*.
- EnergyVille. (2022). *Hydrogen*. Récupéré sur Perspective 2050 : <https://perspective2050.energyville.be/hydrogen>
- EnergyVille. (2023). *Thorpark gets “living” heat and cold grid*. Récupéré sur <https://energyville.be/en/blogs/thorpark-gets-living-heat-and-cold-grid/>
- Engie. (2021). *Geographical analysis og biomethane potential and costs in Europe in 2050*.
- ENTSO-E. (2023). *ENSTO-E Transparency Platform*. Récupéré sur <https://transparency.entsoe.eu/>
- Équilibre des énergies. (2023). *Captage, stockage et valorisation du CO2, des enjeux que l'on ne doit pas ignorer.*
- État de l'environnement wallon. (2022). *Émissions de gaz à effet de serre*. Récupéré sur <http://etat.environnement.wallonie.be/contents/indicator sheets/AIR%201.html>
- État fédéral belge, Région flamande, Région wallonne et Région de Bruxelles-Capitale. (2023). *Projet de mise à jour du Plan National Energie et Climat belge (PNEC 2023)*.
- EU GeoCapacity. (2009). *Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide*. Consulté le 10 30, 2023, sur <http://www.geology.cz/geocapacity/publications/D16%20WP2%20Report%20storage%20capacity-red.pdf>



- Euractiv. (2023). *Germany aims to connect 100,000 buildings to district heating every year*. Récupéré sur <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/germany-aims-to-connect-100000-buildings-to-district-heating-every-year/>
- Euractiv. (2023, Octobre 5). *Le prix du carbone pourrait dépasser 400 euros si les émissions baissent de 90 % d'ici 2040, selon des analystes*. Récupéré sur <https://www.euractiv.fr/section/politique/news/le-prix-du-carbone-pourrait-depasser-400-euros-si-les-emissions-baissent-de-90-dici-2040-selon-des-analystes/>
- European Environment Agency. (2023, October 24). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*. Récupéré sur <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1?activeAccordion=309c5ef9-de09-4759-bc02-802370dfa366>
- European Environment Agency. (2023). *The European biomass puzzle? Challenges, opportunities and trade-offs around biomass production and use in the EU*.
- European Hydrogen Observatory. (2022). *Hydrogen Demand*. Récupéré sur European Hydrogen Observatory: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>
- Farjana S H, H. N. (s.d.). *Solar process heat in industrial systems – A global review Renew. Sust. Energ. Rev. 82(3) pp. 2270–86*.
- Flux 50. (2021). *Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy*. Récupéré sur https://www.waterstofnet.eu/_asset/_public/H2Importcoalitie/Waterstofimportcoalitie.pdf
- Fluxys. (s.d.). *Le CO₂, bien plus qu'un gaz à effet de serre*. Récupéré sur Fluxys: <https://www.fluxys.com/fr/co2#/>
- GIM mandaté par le SPW Energie. (2020). *Directive Efficacité Energétique – Article 14 – Octobre 2020*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/13-art14-chaleur-fatale-totale-disponible.pdf?ID=61819>
- Global CCS Institute. (2021). *Global status of CCS 2021*.
- Global CCS Institute. (2021). *TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS*.
- Gouvernement wallon. (2023). *PACE*.
- Gouvernement wallon. (2023). *PLAN AIR CLIMAT ENERGIE 2030 de la Wallonie - PACE 2030, version finale adoptée par le Gouvernement Wallon le 21 mars 2023*. <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/pace-2030-adopte-gw-21-mars-2023.pdf?ID=73812>.
- Gouvernement Wallon. (2024, Février 29). *Le transport de CO₂ bientôt régulé en Wallonie*. Récupéré sur <https://henry.wallonie.be/home/communiqués-de-presse/presses/le-transport-de-co2-bientot-regule-en-wallonie.html>
- Government of the Netherlands. (2023). *Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition*.
- Green Steel for Europe Consortium. (2021). *Technology Assessment and Roadmapping*.



- Greentech. (s.d.). *Fluides Frigorigènes Naturels*. Récupéré sur <https://www.greentechjournal.fr/fluides-frigorigenes-naturels/>
- Greewin & Mecatech. (2023). *Roadmap Technologique & Stratégique Hydrogène & CCUS*.
- Grosse, F. (2010, Juillet 01). Le découplage croissance / matières premières - De l'économie circulaire à l'économie de la fonctionnalité : vertus et limites du recyclage. *Futuribles*.
- Hauglustaine, D., Paulot, F., Collins, W., Derwent, R., Sand, M., & Boucher, O. (2022). Climate benefit of a future hydrogen economy. *Communications Earth & Environment* volume. doi:<https://doi.org/10.1038/s43247-022-00626-z>
- HPT TCP. (2022). *Annex 58: High-Temperature Heat Pumps*.
- Hydrogen Import Coalition. (2023). *Belgium as a hydrogen import hub - Roadmap towards 2030 and beyond*.
- Hydrogeninsight. (2021). Récupéré sur <https://www.hydrogeninsight.com/transport/loss-making-nikola-motors-is-selling-hydrogen-trucks-for-about-half-the-amount-it-costs-to-make-them/2-1-1615574>
- ICEDD. (2020). *Bilan énergétique de la Wallonie de l'année 2020. Chapitre 3 : Bilan de l'Industrie*. <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/bilan-transformation-renouvelable-cogeneration-2020.pdf?ID=72146>.
- ICEDD. (2022). *Bilan énergétique de la Wallonie 2020 - Bilan de production primaire, récupération et transformation - Bilan de la cogénération et du renouvelable*.
- ICEDD. (2023). *Modèle TIMES-WAL*.
- ICEDD, & APERE. (2009). *Estimation du potentiel de développement d'unités de production décentralisées d'électricité (renouvelable et cogénération) en Wallonie*.
- IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*.
- IFRI. (2023). *La sidérurgie européenne se prépare pour être à la pointe de la décarbonation*.
- Institut Becquerel. (2020). *Potentiel photovoltaïque de la Wallonie et ses applications*.
- International association of oil and gas producers. (2019). *The Potential for CCS in Europe*.
- International Carbon Action Partnership. (2023, Décembre 31). *ICAP Allowance Price Explorer*. Récupéré sur <https://icapcarbonaction.com/fr/node/839>
- International Energy Agency. (2021). *Net Zero by 2050 - A roadmap for the Global Energy Sector*. Récupéré sur <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- Investing.com. (2024). *Dutch TTF Natural Gas Futures Historical Data*. Récupéré sur <https://www.investing.com/commodities/dutch-ttf-gas-c1-futures-historical-data>
- IRENA et IGA. (2023). *Global geothermal market and technology assessment, International Renewable Energy Agency*.
- Isabella Nardini. (2022). *Geothermal Power Generation, The Palgrave Handbook of International Energy Economics*.



- Iweps. (2023, 09 01). *indicateurs statistiques PIB*. Récupéré sur <https://www.iweps.be/indicateur-statistique/taux-de-croissance-pib-volume/>
- IWEPS, O. (2021).
- Jia T, H. J. (s.d.). Status and prospect of solar heat for industrial processes in China *Renew. Sust. Energ. Rev.* 90 pp. 475–89.
- John Cockerill. (2024). *Industry*. Récupéré sur <https://johncockerill.com/fr/energy/irs/industry/>
- JRC. (2014). *Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050*. doi:10.2790/057687
- JRC. (2022, Janvier 19). *Blending hydrogen into the EU gas system*.
- JRC Science for policy report. (2015). *The JRC-EU-TIMES Model: Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries*. Récupéré sur <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC98626>
- Juan Correa Laguna, A. M. (2023). *PATHS 2050 - Scenarios towards a carbon-neutral Belgium by 2050*. EnergyVille. Récupéré sur https://perspective2050.energyville.be/sites/energyoutlook/files/inline-files/Full-Fledged%20Report_1.pdf
- K. L. Anthonsen, N. P. (2021). *EU Geological CO₂ storage summary*.
- Laguna Correa, J., Moglianesi, A., Vingerhoets, P., & Lodewijks, P. (2022). *Work document: description of the EnergyVille TIMES Be model*.
- Lauterbach C, S. B. (s.d.). The potential of solar heat for industrial processes in Germany *Renew. Sust. Energ. Rev.* 16 pp. 5121–30.
- LCCC. (2024). *Contracts For Difference*. Récupéré sur Low Carbon Contracts Company: <https://www.lowcarboncontracts.uk/our-schemes/contracts-for-difference/>
- Matele. (2023). *Le forage le plus profond de Belgique à proximité de Nettinne*. Récupéré sur <https://www.matele.be/le-forage-le-plus-profond-de-belgique-a-proximite-de-nettinne>
- Ministère de l'économie. (2022). *Énergie renouvelable : un nouveau fonds de garantie pour les contrats d'approvisionnement de long terme*. Récupéré sur <https://www.economie.gouv.fr/energie-renouvelable-nouveau-fonds-garantie-contrats-approvisionnement#>
- Ministère fédéral de l'Economie et de la Protection du Climat. (2023). *The German carbon Contracts for Difference (CCfD) scheme*.
- Moniteur Belge. (2023). *Loi du 31 juillet 2023 concernant les normes de produit pour l'intégration d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans les carburants fossiles destinés au secteur du transport*. Récupéré sur https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=fr&la=F&cn=2023073111&table_name=loi
- Netherlands Enterprise Agency. (2024, Mars 19). *SDE++ Apply*. Récupéré sur <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/apply>
- Olivier C. A. Bisanti. (2003). *Un siècle d'oxygène en sidérurgie*.



- Ores. (2023). *Les sites d'injection de biométhane*.
- Parlement de Wallonie. (2021). *La transparence relative à la saturation du réseau électrique*.
Récupéré sur <https://www.parlement-wallonie.be/pwpages?p=interp-questions-voir&type=28&iddoc=107880>
- Pole Cristal. (2024). *L'efficacité énergétique en réfrigération : enjeux & perspectives*. Récupéré sur <https://www.pole-cristal.fr/decarbonation-industrie-et-efficacite-energetique-en-refrigeration/>
- Polytechnique Insights. (2023). *Fret : pourquoi le train n'a-t-il pas (encore) remplacé le camion ?*.
Récupéré sur <https://www.polytechnique-insights.com/tribunes/industrie/fret-pourquoi-le-train-na-t-il-pas-encore-remplace-le-camion/#note-13>
- RAIL. (2020). *CO2 by Rail - North American Overview*. Récupéré sur <https://usea.org/sites/default/files/event-/Maday%20-%202022%20CO2%20Freight%20Transportation%20Workshop.pdf>
- Ready4H2. (2022). *Europe's Local Hydrogen Distribution Networks*. Récupéré sur <https://www.ready4h2.com/medien/r4h2/pdf/Ready4H2-ED3.pdf>
- Région Hauts-de-France. (2021). *Vers un bâtiment industriel basse consommation*.
- Regul. (2021). *Monitor rail freight*. Récupéré sur <https://www.regul.be/wp-content/uploads/2022/01/Monitor-rail-freight-2021-FR.pdf>
- RenaultTrucks. (2022). *Stratégie de décarbonation*.
- Renewable Thermal Collaborative. (s.d.). *Waste Biomass Renewable Thermal Technology*. Récupéré sur <https://www.renewablethermal.org/wp-content/uploads/2018/06/RTC-Vision-Waste-Biomass-FINAL.pdf>
- RTBF. (2022). *Le gaz de mine, une solution wallonne à la hausse du prix de l'énergie ?* Récupéré sur <https://www.rtbf.be/article/le-gaz-de-mine-une-solution-wallonne-a-la-hausse-du-prix-de-l-energie-11076712>
- RTBF Actus. (2023, Décembre 26). *Énergie : 150 km de canalisations destinés à l'hydrogène en Belgique dès juillet 2026*. Récupéré sur RTBF: <https://www.rtbf.be/article/energie-150-km-de-canalisation-destines-a-lhydrogene-en-belgique-des-juillet-2026-11305516>
- Schoeneberger C A, M. C. (s.d.). *Solar for industrial process heat: A review of technologies, analysis approaches, and potential applications in the United States Energy 206 118083*.
- Sia Partners. (2023). *European Biomethane Benchmark*.
- Sia Partners. (2023). *Observatoire français des e-fuels*.
- Sia Partners. (2023). *Résultats de l'enquête auprès des PME industrielles*.
- Simson, K. (2021). Récupéré sur https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_23_2367
- Site SPW. (s.d.). Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/fr/les-accords-2014-2020-2023.html?IDC=7863>



- Solar Heat Europe. (2022). *Solar Heat Markets in Europe*. Récupéré sur https://solarheateurope.eu/wp-content/uploads/2022/12/Solar_Heat_Market_Report-2021.pdf
- SPF. (2018). *Plan National intégré Energie Climat Belge 2021-2030*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/projet-plan-national-integre-energie-climat-belge-2021-2030.pdf?ID=53353>
- SPF Economie. (2021). *Flash Eurobarometer 498. Calculs et représentations : SPF Economie. Observatoire des PME*.
- SPF Economie. (2022, 12 1). *Vision et stratégie Hydrogène*. Récupéré sur <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/hydrogene-vision-et-strategie.pdf>
- SPF Economie. (2023). *Données annuelles de gaz naturel*. Récupéré sur <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/lenergie-en-chiffres/donnees-annuelles-de-gaz>
- SPF économie. (2024). *L'énergie éolienne belge en mer*. Récupéré sur <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/sources-et-vecteurs-denergie/energies-renouvelables/exploitation-en-mer-du-nord/lenergie-eolienne-belge-en-mer>
- SPF Mobilité et Transports. (s.d.). *Vers un réseau ferroviaire belge encore plus respectueux de l'environnement*. Récupéré sur <https://plan.mobilite.belgium.be/fr/projets/vers-un-reseau-ferroviaire-belge-encore-plus-respectueux-de-lenvironnement>
- SPW. (2010). *Economies d'énergie dans l'industrie*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/dai-fichisureindustrie-froid-edition2010.pdf?ID=16786>
- SPW. (2019, Avril 23). *Intensités énergétiques régionale et sectorielles*. Récupéré sur <http://etat.environnement.wallonie.be/contents/indicator sheets/ENER%202.html>
- SPW. (2019). *Une garantie régionale pour le risque géothermique*. Récupéré sur <https://borsus.wallonie.be/home/communiques-de-presse/communiques-de-presse/presses/une-garantie-regionale-pour-le-risque-geothermique.html>
- SPW. (2020). *Transport de marchandises*. Récupéré sur <http://etat.environnement.wallonie.be/contents/indicator sheets/TRANS%202.html#>
- SPW. (2023). *Soutien au développement d'une filière hydrogène*.
- SPW Energie. (2016, Avril 25). *Cahier technique : récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité dans l'industrie et applications en Energie renouvelable*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/fr/cahier-technique-recuperation-de-chaleur-fatale-pour-la-production-d-electricite-dans-l-industrie-et-applications-en-ene.html?IDC=8049&IDD=115266>
- SPW Energie. (2021). *Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/fr/une-strategie-pour-une-consommation-de-chaleur-plus-durable-en-wallonie.html?IDC=10373&IDD=152026>
- SPW Energie. (2021). *Une stratégie pour une consommation de chaleur plus durable en Wallonie*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/fr/une-strategie-pour-une-consommation-de-chaleur-plus-durable-en-wallonie.html?IDC=10373&IDD=152026>



- SPW Energie. (2023). *Appel à projets pour la réalisation ou l'extension de réseaux d'énergie thermique - 2023*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/fr/appel-a-projets-pour-la-realisation-ou-l-extension-de-reseaux-d-energie-thermique-2023.html?IDC=10533>
- SPW Energie. (2024). *Production, distribution et utilisation rationnelles du froid industriel*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/fr/production-distribution-et-utilisation-rationnelles-du-froid-industriel.html?IDC=8041&IDD=97678>
- SPW. (s.d.). *L'après Adb2 : Les conventions carbone, accords volontaires de 3e génération*. Récupéré sur <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/presentation-conventions-carbone-accords-volontaires-de-3e-generation.pdf?ID=77196>
- SPW, Geological Survey of Belgium, Museum. (2023). *Le développement de la géothermie en Wallonie*.
- Statbel. (2021). Récupéré sur <https://bestat.statbel.fgov.be/bestat/crosstable.xhtml?view=9807bd8c-4af0-46ed-9f8c-39a6d45fbb19>
- Sustainability Energy Authority of Ireland. (s.d.). National Heat Study - Information on the costs, performance, and technical suitability of the low carbon technologies.
- Transport & Environment. (2020). *Comment décarboner le fret français d'ici 2050*. Récupéré sur https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/2020_05_TE_comment_decarboner_le_fret_francais_d_ici_2050_FR_final.pdf
- Transport&Environment. (2018). Récupéré sur https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/20180725_T&E_Battery_Electric_Trucks_EU_FINAL.pdf
- Transport&Environment. (2021). Récupéré sur <https://www.transportenvironment.org/discover/eu-truck-targets-too-weak-to-incentivise-the-production-of-enough-zero-emission-vehicles/>
- Transport&Environment. (2022). Récupéré sur <https://www.transportenvironment.org/discover/electric-trucks-take-charge/>
- Transport&Environment. (2022). Récupéré sur <https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2023/01/TE-Briefing-EVTruck-Dec22-3.pdf>
- Transport&Environment. (2022). Récupéré sur <https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2023/01/Briefing-VE-Version-finale-Juillet22.docx.pdf>
- Trouvé, T., Sauvage, E., Mockly, D., Chambon, P., Noé, J.-M., Roche vu Quang, S., . . . Schnell, B. (2019). *Conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel*. Récupéré sur <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2020-12/Conditions-techniques-economiques-injection-hydrogene-reseaux-gaz-rapport-2019.pdf>
- TU Delft. (2020). *Hybrid boiler systems in the Dutch industry*.
- Tumara, D. U. (2024). *Shaping the future CO2 transport network for Europe*. Commission européenne, Joint Research Centre (JRC).
- VALBIOM. (2018). *Panorama des filières bois-énergie et agrocombustibles en Wallonie*. Consulté le 10 30, 2023, sur



<https://www.valbiom.be/sites/default/files/tool/file/Panorama%20des%20fili%C3%A8res%20bois-%C3%A9nergie%20et%20agrocombustibles.pdf>

VALBIOM. (2019). *cadastre de la biomasse wallonne valorisable énergétiquement*.

Valbiom. (2019). *QUELLE PLACE POUR LE BIOMETHANE INJECTABLE EN BELGIQUE ?*

Viessmann. (s.d.). *Systèmes énergétiques efficaces pour l'industrie et le commerce*. Récupéré sur <https://www.viessmann.be/fr/solutions/entreprises.html>

VITO & ICEDD. (2024). *Modèle TIMES*.

VITO, & EnergyVille. (2023). *Paths 2050*. Consulté le 10 24, 2023, sur <https://perspective2050.energyville.be/>

Wallonie. (2023). *Soutien au développement d'une filière hydrogène*. Récupéré sur <https://www.wallonie.be/fr/actualites/soutien-au-developpement-dune-filiere-hydrogene>

WaterstofNet, Cluster TWEED, Fluxys,. (2022). *Sustainable hydrogen projects in Belgium*.

Zero Emission Platform. (2019). *The cost of subsurface storage of CO2*.

Zero emissions platform. (2023). *An Interoperable CO2 Transport Network – Towards Specifications for the Transport of Impure CO2*.



Annexes



Annexe 1 : Glossaire

Sources d'énergie primaires : Les sources d'énergie primaires font référence à l'ensemble des produits énergétiques non transformés disponibles dans l'environnement. Les sources d'énergie primaires peuvent être catégorisées de la manière suivante :

- Les sources d'énergie primaires renouvelables : le rayonnement solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la géothermie, la biomasse, etc.
- Les sources d'énergie primaires non renouvelables : le charbon, le pétrole brut, le gaz naturel, le minerai d'uranium, etc.

Sources d'énergie secondaires ou vecteurs énergétiques : Les sources d'énergie secondaires font référence à l'énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire. Il s'agit d'énergies qu'il est possible de stocker et/ou acheminer :

- Electricité,
- Gaz naturel,
- Hydrogène,
- Etc.

Energie finale : L'énergie finale désigne l'énergie utilisée par les consommateurs. :

- Electricité qui alimente les équipements électroménagers,
- Gaz qui alimente une chaudière,
- Carburant utilisé par les voitures,
- Etc.

L'énergie secondaire devient alors une énergie finale lorsqu'elle a été transportée jusqu'à son lieu de consommation.

<https://www.choisir.com/energie/articles/133069/quelles-sont-les-energies-secondaires>

RED II : DIRECTIVE (UE) 2018/2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

RED III : DIRECTIVE (UE) 2023/2413 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil.

Power Purchase Agreement (PPA) : Un *Power Purchase Agreement (PPA)*, pouvant être traduit par un « contrat d'achat d'électricité à long terme d'origine garantie » est un contrat de gré-à-gré entre un producteur et un consommateur d'électricité. Il établit les termes et les conditions auxquels l'électricité générée par le producteur sera vendue à l'acheteur sur une période définie, souvent de plusieurs années.

Si en théorie un PPA peut couvrir de l'électricité de toute origine, renouvelable ou non, le marché se développe en grande majorité vers l'électricité renouvelable.



En avril 2024, la CREG a publié une analyse de l'état du développement des *PPA* dans laquelle elle décrit les caractéristiques des différents types de *PPA* et met en avant des bonnes pratiques pour contracter un *PPA* en Belgique (CREG, 2024).

Sans être exhaustif, on peut citer les *corporate PPA* dans lesquels un producteur contracte directement avec un acheteur industriel ou les *merchant PPA* où le producteur renouvelable passe par un intermédiaire qui se chargera de revendre l'électricité à un consommateur. On trouve également les *PPA* « *on-site* » pour lesquels, l'installation renouvelable est située directement chez l'industriel et les contrats « *off-site* » où la fourniture d'électricité se fait via le réseau électrique.

Consciente de la baisse structurelle des coûts de production de l'électricité renouvelable et désireuse d'en faire bénéficier les consommateurs, d'abord industriels, la Commission européenne a proposé, en mars 2023, un règlement visant à modifier l'organisation du marché de l'électricité (Commission européenne, 2023). Ce règlement vise, entre autres, à faciliter la conclusion de *PPA* pour développer la production électrique renouvelable. En juin 2024, le règlement a été publié au Journal Officiel de l'Union européenne (Commission européenne, 2024).

Dans son étude, la CREG identifie le risque de défaut de paiement de l'acheteur industriel comme un des freins au développement des *PPA*. En réponse à cette difficulté, une des mesures proposées par le règlement européen est la création de fonds de garantie publique qui couvrent le risque de défaut des acheteurs industriels. On peut d'ailleurs noter qu'une mesure de ce type a déjà été mise en place en France (Ministère de l'économie, 2022). Dans son étude sur le sujet, la CREG rapporte la création de fonds similaires en Espagne et en Norvège.

Biomethane purchase agreement (BPA) : Un *Biomethane Purchase Agreement (BPA)*, pouvant être traduit par « contrat d'achat de biométhane à long terme », fonctionne de la même manière qu'un *Power Purchase Agreement (PPA)* mais concerne l'achat et la vente de biométhane sur une période donnée. Comme pour les *PPA* il existe des contrats de type *corporate BPA* et *merchant BPA*.

Fonds de stabilisation budgétaire : Un fonds de stabilisation budgétaire est un mécanisme financier utilisé par les Gouvernements (au niveau national, régional ou local) pour stabiliser le budget au fil du temps, en atténuant les fluctuations économiques et les incertitudes budgétaires. Les fonds de stabilisation budgétaire peuvent être utilisés, par exemples, pour compenser la baisse de revenus ou financer des dépenses imprévues.

CO2 biogénique : Le CO2 biogénique désigne le carbone émis ou stocké dans l'atmosphère provenant de sources biologiques ou de matières organiques. Du CO2 biogénique est relâché lors de l'étape d'épuration du biogaz en biométhane et lors de la combustion de la biomasse. Le CO2 rejeté lors de l'épuration du biogaz (aussi appelé *offgas*, de l'anglais *off-gas*) possède un haut niveau de pureté (+98 %), mais il doit parfois passer par une étape de purification pour atteindre les niveaux exigés par les consommateurs.

Contrairement au CO2 fossile, le CO2 biogénique n'ajoute pas de carbone supplémentaire à l'atmosphère, car il est équilibré par le processus de séquestration naturelle. Le CO2 biogénique est considéré comme faisant partie intégrante du cycle de vie naturel du carbone. Ainsi, les émissions de CO2 biogénique ont un PRG (pouvoir de réchauffement global) équivalent à 0 kgCO₂eq/kgCO₂, à l'inverse du CO2 fossile dont le PRG est de 1 kgCO₂eq/kgCO₂.

Carburants renouvelables d'origine non biologique, de l'anglais *Renewable fuels from non biological origin (RFNBO)* : Les RFNBO sont des carburants renouvelables définis dans la directive sur les énergies renouvelables (RED II). Ces carburants sont produits à partir de sources d'énergie renouvelables autres que la biomasse. L'hydrogène gazeux renouvelable issu d'un électrolyseur qui fonctionne à l'électricité produite à partir de sources renouvelables est donc considéré comme un carburant renouvelable d'origine non



biologique. Les carburants liquides, tels que l'ammoniac, le méthanol ou les carburants de synthèse, sont eux aussi considérés comme des carburants renouvelables d'origine non biologique lorsqu'ils sont produits à partir d'hydrogène renouvelable (Commission européenne, 2023).

NZIA : La Commission européenne a publié un règlement en juin 2024 appelé "*Net-Zero Industry Act*" ou *NZIA* (règlement 2024/1735/UE), visant à renforcer l'écosystème européen de **fabrication de produits technologiques à faibles émissions de carbone** (net zéro) (Commission européenne, 2024).

Selon le site de la commission européenne, le *NZIA* crée un cadre réglementaire visant à renforcer la compétitivité de l'industrie européenne et des technologies cruciales pour la décarbonisation. Cet acte vise à renforcer la capacité de fabrication européenne pour les technologies net zéro et leurs composants clés, en levant les barrières à l'augmentation de la production en Europe.

Le *NZIA* englobe les produits finaux, les composants et les machines nécessaires à la fabrication des technologies net zéro, notamment :

- Technologies solaires photovoltaïques et solaires thermiques
- Technologies renouvelables terrestres et offshore
- Technologies de batterie/stockage
- Thermopompes et technologies de géothermie
- Technologies de l'hydrogène, y compris les électrolyseurs et les piles à combustible
- Technologies durables du biogaz/biométhane
- Technologies de capture et de stockage du carbone (CCS)
- Technologies de réseau
- Technologies de l'énergie nucléaire de fission, y compris les technologies du cycle du combustible nucléaire
- Technologies de l'hydroélectricité
- Technologies d'efficacité énergétique liées aux systèmes énergétiques, y compris les technologies de réseaux de chaleur
- Technologies des carburants renouvelables d'origine non biologique
- Technologies de transport et d'utilisation du CO₂
- ...

L'acte établit plusieurs objectifs, dont celui d'atteindre une capacité de fabrication **des technologies à bilan net zéro répondant à au moins 40 % des besoins annuels de déploiement de l'UE d'ici 2030**, ainsi qu'une **capacité de stockage annuelle de CO₂ d'au moins 50 millions de tonnes**.

Le *NZIA* se déploie selon plusieurs axes :

1. L'accélération des projets à travers la nomination de **projets stratégiques net zéro**
2. L'amélioration des compétences à travers les *Net-Zero Industry Academies*
3. L'établissement de **nouvelles règles obligatoires** en matière de marchés publics pour les procédures **d'approvisionnement pour les technologies propres et les enchères d'énergie renouvelable**



4. L'amélioration de la gouvernance à travers la *Net-Zero Europe Platform*⁹⁹

Concernant le premier axe, le *NZIA* permet entre autre la création de projets stratégiques net zéro bénéficiant d'avantages supplémentaires, tels que le statut de "priorité" au niveau national, un processus de *permitting accéléré*, une attention particulière dans la *Net-Zero Europe Platform* (incluant des conseils en financement), ainsi qu'un traitement urgent dans les procédures judiciaires et de résolution des différends, conformément aux lois nationales et de l'UE. Les projets de fabrication de technologies à bilan net zéro peuvent demander ce statut via un processus de candidature dédié disponible sur ce site web à partir de fin juillet 2024.

Concernant le deuxième axe, le *NZIA* établit des *Net-Zero Industry Academies* chargées de développer du contenu pédagogique pour les fournisseurs d'éducation et de formation dans les pays de l'UE. Ces académies élaboreront des certifications d'apprentissage pour faciliter la mobilité des apprenants et la portabilité des qualifications dans les professions réglementées. Chaque académie se concentrera sur une technologie de l'industrie à bilan net zéro et visera à former 100 000 apprenants chacune dans les trois ans suivant leur création.

Pour plus d'informations : https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en?prefLang=fr

⁹⁹ https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act/net-zero-europe-platform_en?prefLang=fr



Annexe 2 : Secteurs couverts dans l'étude

Les graphiques et tableaux de ce rapport se réfèrent aux secteurs suivants :

Secteurs couverts	Principaux sous-secteurs couverts
Métallurgie	Sidérurgie, production de métaux non ferreux, fonderie
Fabrications métalliques	Fabrication de produits métalliques, à l'exception des machines et des équipements
Minéraux non métalliques	Fabrication de ciment, chaux, verre
Alimentation	Transformation et conservation de fruits et de légumes, fabrication de produits laitiers, de boulangerie et d'autres produits alimentaires (sucre, plats préparés...), ...
Chimie	Fabrication de produits pharmaceutiques, engrais, chimiques (hors engrais)
Papier	Fabrication de papier et carton
Autres industries	Selon les figures, certains ou tous ces secteurs : Textile, extraction, fabrication de machines et équipements, bois et autres sous-secteurs de l'industrie



Annexe 3 : Echelle de maturité technologique (TRL)

L'échelle *Technology Readiness Level* est un système de mesure utilisé pour évaluer le niveau de maturité d'une technologie.





Annexe 4 : Contrat sur la Différence (CfD)

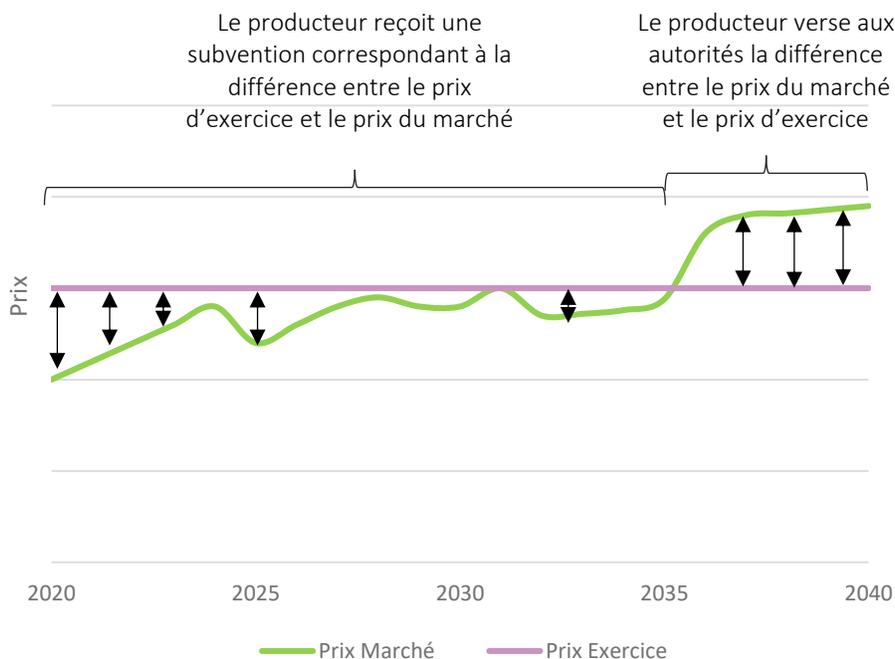
Définition

Un Contrat sur la Différence ou CfD (de l'anglais *Contract for Difference*) est un accord signé entre une entreprise et une autorité publique qui vise à compenser les variations de prix entre un prix d'exercice défini dans le contrat et un prix de marché. Le Contrat sur la Différence assure au producteur un paiement fixe pour l'énergie produite, ainsi qu'un prix d'achat garanti pour le consommateur, quel que soit le prix du marché. En résumé, pour un consommateur, un tel mécanisme permet de couvrir les OPEX liés à la fourniture de vecteurs énergétiques. Pour un producteur, il permet de couvrir le prix de vente.

A titre d'exemple, si le prix du marché est inférieur au prix d'exercice, le producteur reçoit une subvention des autorités correspondant à la différence. Si le prix du marché est supérieur, le producteur reverse le revenu supplémentaire au Gouvernement (Figure ci-dessous) (AIE, 2019). En résumé, durant toute la durée du contrat, **le producteur reçoit le prix d'exercice indépendamment du prix du marché.**

Selon les contrats, le calcul de la différence entre le prix du marché et le prix d'exercice est horaire, journalier, mensuel ou annuel.

Figure 69 - Fonctionnement des Contrats sur la Différence (CfD)



Application aux énergies renouvelables

Les Contrats sur la Différence peuvent permettre d'encourager le développement des énergies renouvelables qui représentent des investissements importants. Les CfDs assurent alors aux producteurs un **revenu stable** au cours du temps. Les Contrats sur la Différence dans le domaine de l'électricité renouvelable ont généralement **une durée de 15 ans maximum**, soit le temps de rembourser l'investissement initial.



Depuis 2014, le Royaume-Uni propose ce type de contrat aux producteurs d'électricité renouvelable et nucléaire. Les contrats durent 15 ans et les prix d'exercice sont revus chaque année en fonction de l'inflation et des changements sur le marché de l'électricité. Les CfDs ont permis de faciliter les investissements pour **165 installations représentant une capacité totale de production de 29,4 GW d'énergie renouvelable**, soit assez pour alimenter 12 millions de logements (LCCC, 2024).

Face à l'envolée des prix des énergies fossiles suite à la guerre en Ukraine, l'Union européenne a décidé de réformer le marché de l'énergie. L'accord provisoire approuvé en décembre 2023 prévoit **la signature systématique de Contrats sur la Différence pour les nouvelles installations de production d'électricité renouvelable** (énergie éolienne, solaire, géothermique et hydraulique) et nucléaire. Pour les anciennes installations, le recours au CfD est également possible sous certaines conditions de prix vérifiées par la Commission européenne pour ne pas porter atteinte à la concurrence (Commission Européenne, 2023).

Au Royaume-Uni comme dans l'accord européen, **les revenus perçus** par les autorités lorsque les prix du marché sont supérieurs au prix d'exercice doivent être **utilisés pour soutenir le consommateur final** (ménages et entreprises), en particulier les consommateurs en situation de précarité énergétique. Cependant, la Commission européenne indique que la distribution des revenus doit être conçue pour continuer à inciter la réduction de la consommation ou à la déplacer quand les prix de l'électricité sont bas. Un mécanisme de Contrats sur la Différence sera utilisé pour les futurs parcs éoliens en mer du Nord.

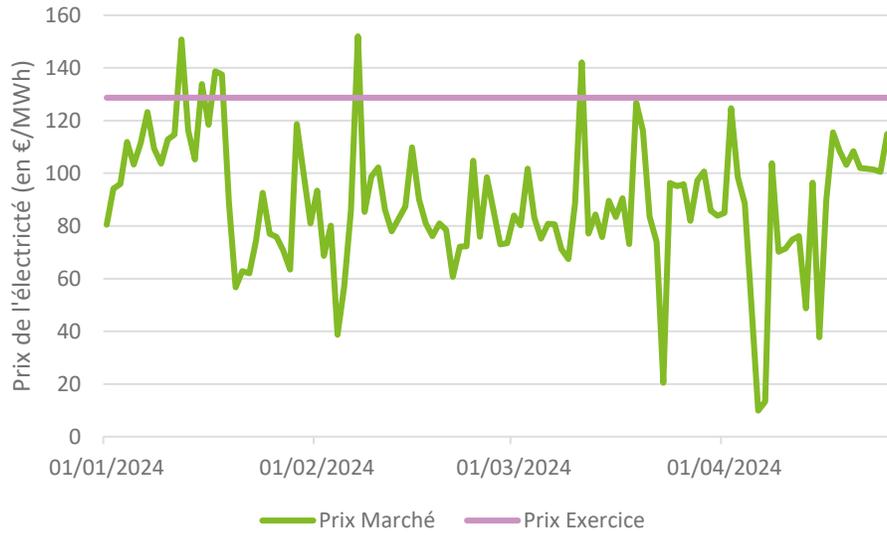
Exemple : Parc solaire Triangle Farm

Le parc solaire Triangle Farm situé dans le comté de Cambridgeshire produit de l'électricité injecté dans le réseau de distribution et dispose d'une capacité de production de 12 GW. Cette installation fonctionne depuis juin 2017 sous un Contrat sur la Différence avec le Gouvernement anglais. Le prix initial d'exercice était de 79,230 £/MWh, soit 92,5 €/MWh. Suite aux réévaluations, le prix d'exercice actuel en 2024 est de 110,25 £/MWh, soit 128,7 €/MWh. Sur le registre des CfD anglais, les prix d'exercice actuels varient entre 95 et 140 €/MWh (LCCC, 2024).

Depuis le début de l'année 2024, Le parc solaire a en moyenne reçu une subvention de 40 €/MWh de la part du Gouvernement (Figure 63).



Figure 70 - Prix Day - Ahead au Royaume et prix d'exercice du Contrat sur la Différence du parc solaire Triangle Farm depuis début 2024



Note méthodologique : les prix marché font référence aux prix de l'électricité Day-Ahead disponibles sur la plateforme de transparence d'ENTSO-E.



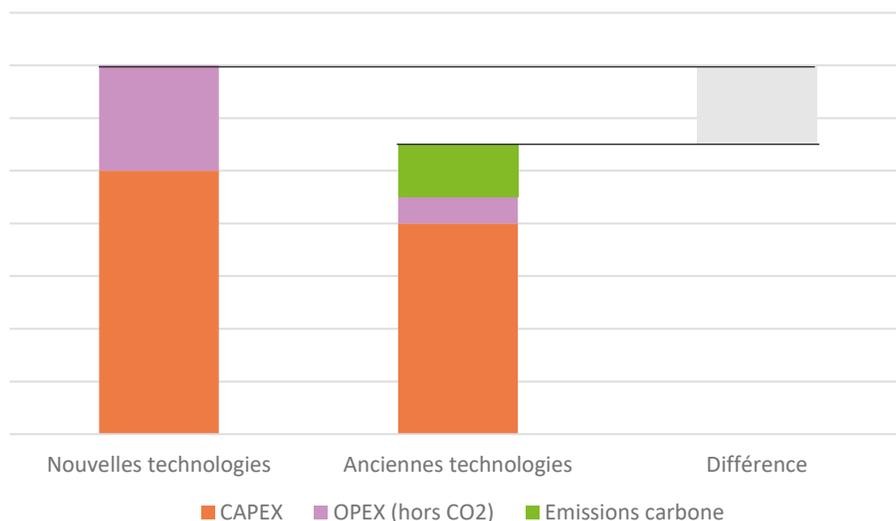
Annexe 5 : Contrat Carbone sur la Différence (CCfD)

Définition

Un Contrat Carbone sur la Différence ou CCfD (de l'anglais *Carbon Contract for Difference*) est un accord long-terme signé entre une entreprise et une autorité publique sur le prix du carbone, à la manière d'un CfD qui vise à encourager les entreprises à adopter des solutions à faibles émissions.

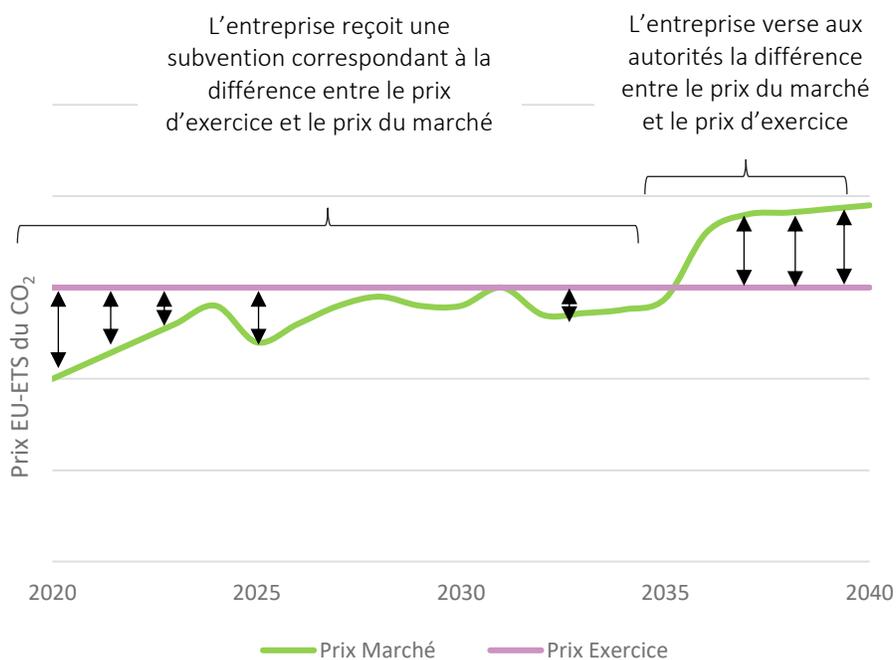
En effet, le prix du quota carbone au sein de l'ETS ne permet généralement pas de compenser l'investissement nécessaire à l'installation d'une technologie à faibles émissions (Figure ci-dessous). Le développement de ces technologies est donc lent car les projets tests sont peu nombreux. Ainsi, pour un industriel, un tel mécanisme permet donc de couvrir les coûts, à la fois CAPEX et OPEX, liés au développement et l'utilisation d'une technologie lui permettant de réduire ses émissions.

Figure 71 - Exemple différence de coûts entre les nouvelles technologies à zéro émissions et les technologies habituelles (Ministère fédéral de l'Economie et de la Protection du Climat, 2023)



Le CCfD définit un prix d'exercice correspondant au prix du CO₂ pour lequel l'entreprise serait prête à mettre en place une technologie à faibles émissions. Autrement dit, le prix d'exercice est défini pour réduire la différence de coûts entre la technologie à faibles émissions et la technologie courante. Durant la durée du contrat, si le prix du marché EU-ETS du CO₂ est inférieur au prix d'exercice, l'entreprise reçoit une subvention des autorités correspondant à la différence. Si le prix du marché est supérieur, l'entreprise reverse la différence au Gouvernement (Figure 65). La durée des CCfD est généralement comprise entre 10 et 15 ans. Optionnellement, le prix d'exercice peut être variable, par exemple indexé sur le prix du gaz naturel (Climate Strategies, 2022).

Figure 72 - Fonctionnement des Contrats Carbone sur la Différence



Les CCfD en Europe

En 2021, la Commission européenne a mis en avant les Contrats Carbone sur la Différence comme un mécanisme de soutien intéressant pour la transition écologique. De nombreux pays européens envisagent dès lors de recourir à un tel système. Néanmoins, les Etats sont en attente d'actions concrètes de la part de l'Union européenne pour savoir quels moyens seront déployés pour financer les CCfDs. En effet, le coût pour les Etats pourrait être élevé. Sur l'ensemble de l'Union européenne, 3 à 6 milliards d'euros seront nécessaires chaque année pour financer les CCfDs (Climate Strategies, 2022).

Un système de type CCfD a été mis en œuvre pour la première fois aux Pays-Bas à travers le mécanisme *Sustainable Energy Production and Climate Transition (SDE)*, initialement conçu pour subventionner la production d'énergie renouvelable, étendu depuis au SDE++. Cette extension a rendu le mécanisme applicable à plusieurs technologies de décarbonation, notamment l'hydrogène électrolytique et la CCUS. Bien que ce système soit similaire à un CCfD, les projets ne sont pas obligés de rembourser l'État si le prix du carbone dépasse le prix d'exercice (Clean Air Task Force, 2024). Aujourd'hui, les acteurs porteurs du projet de **Capture Carbone Porthos** qui projette de stocker en mer du Nord les émissions produites au port de Rotterdam ont signé un CCfD dans le cadre du SDE ++. Le projet Porthos pourra recevoir jusqu'à 2,1 milliards d'euros de compensation au cours des 15 années couvertes par le contrat (AURORA, 2022).

En **Allemagne**, un premier appel à projet a été lancé pour les entreprises à forte intensité énergétique. Pour être financée par un CCfD durant 15 années successives, la technologie utilisée par l'entreprise doit permettre une réduction d'au moins 90 % par rapport à l'installation traditionnelle (Ministère fédéral de l'Economie et de la Protection du Climat, 2023).



Annexe 6 : Technologies couvertes par SDE++

Contexte

Le régime d'incitation à la production d'énergie durable et à la transition climatique (Sustainable Energy Production and Climate Transition - SDE++) des Pays-Bas accorde des subventions aux entreprises et aux organisations qui produisent de l'énergie renouvelable ou réduisent les émissions de CO₂ à grande échelle.

Fonctionnement

Le SDE++ est une subvention de fonctionnement, c'est-à-dire que le subside ne couvre que la période d'exploitation du projet. Un subside SDE++ compense la différence entre le prix de revient de l'énergie durable (ou la réduction des émissions de CO₂) et le revenu (le cas échéant).

Les subventions sont attribuées pour des périodes de 12 ou 15 ans. La durée de la subvention dépend de la technologie utilisée et de la réduction de CO₂ qu'elle permet d'obtenir.

Pour faciliter les demandes, les pouvoirs publics ont mis à disposition une plateforme en ligne unique afin d'accompagner les demandeurs tout le long de leur projet.

Objectifs

- Orienter les demandeurs vers les ressources adéquates,
- Accompagner les demandeurs dans leurs démarches de demande de soutien financier,
- Faciliter la compréhension et améliorer la transparence concernant le calcul des montants subsidiés,
- Améliorer la complétude des dossiers de la part des demandeurs,
- Réduire le nombre d'allers-retours entre les autorités et les demandeurs,
- Augmenter l'attractivité du système pour à termes augmenter le nombre de technologies bas carbone.

Catégories subventionnées

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des technologies éligibles à la subvention SDE++ en 2023 (Netherlands Enterprise Agency, 2024)

Tableau 50 - Technologies subventionnées par le mécanisme SDE++ aux Pays-Bas en 2023 (Netherlands Enterprise Agency, 2024)

Catégories principales	Sous-catégories
Électricité renouvelable	Énergie osmotique
	Énergie Hydraulique
	Énergie Éolienne
	Énergie Solaire Photovoltaïque
Chaleur renouvelable	Fermentation de la biomasse
	Combustion de la Biomasse
	Compostage
	Énergie Géothermique
	Énergie Solaire Thermique



Gaz renouvelable	Fermentation de la biomasse
	Gazéification de ma Biomasse
Chaleur à faible teneur en carbone	Énergie aquathermale
	Pompe à Chaleur Air-Eau
	Serres bioclimatiques
	Panneaux Solaire PVT avec pompe à chaleur
	Chaudières électriques
	Énergie géothermique avec pompe à chaleur
	Récupération de chaleur résiduelle
Production à faible teneur en carbone	Pompes à chaleur industrielles
	Capture et Stockage du Carbone (CCS)
	Utilisation du Carbone Capturé (CCU)
	Carburants renouvelables avancés
	Production d'Hydrogène par électrolyse

Explication de la subvention pour certaines technologies



Tableau 51 - Description des montants subventionnés pour certaines technologies de chaleur bas carbone en 2023 par le SDE++ aux Pays-Bas (Government of the Netherlands, 2023)

Phasing and rates for low-carbon heat SDE++ 2023	Maximum phase amount/base amount					Bottom price or base price	Provisional correction energy price 2023	Provisional ETS correction 2023	Maximum full load hours	Order term	Commissioning period	Grant term	Domain
	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4	Phase 5								
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh								
Air													
Air-to-water heat pump, heating of existing objects in the built environment	0.0780	0.0945	0.1054	0.1164	0.1241	0.0430	0.0993	0.0016	3500	1.5	4	15	LT heat
Sun													
Solar-PVT system with heat pump	0.0530	0.0530	0.0530	0.0530	0.0530	0.0485	0.1047	0.0016	3500	1.5	4	15	LT heat
Daylight greenhouse	0.0530	0.0709	0.0829	0.0907	0.0907	0.0233	0.0588	0.0016	3850	1.5	4	15	LT heat
Electrification													
Industrial closed heat pump (3000 full load hours)	0.0523	0.0695	0.0810	0.0925	0.0970	0.0233	0.0588	0.0125	3000	1.5	4	12	LT heat
Industrial closed heat pump (8000 full load hours)	0.0523	0.0530	0.0530	0.0530	0.0530	0.0233	0.0588	0.0125	8000	1.5	4	12	LT heat
Industrial open heat pump (3000 full load hours)	0.0538	0.0726	0.0851	0.0977	0.1176	0.0233	0.0588	0.0149	3000	1.5	4	12	HT heat
Industrial open heat pump (8000 full load hours)	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0233	0.0588	0.0149	8000	1.5	4	12	HT heat
Electric boiler, district heating	0.0653	0.0857	0.0954	0.0954	0.0954	0.0300	0.0755	0.0061	3600	1.5	4	15	HT heat
Electric boiler, other applications	0.0653	0.0857	0.0954	0.0954	0.0954	0.0300	0.0755	0.0000	3600	1.5	4	15	HT heat
Residual heat utilization													
Use of residual heat with heat pump, length-to-power ratio ≥ 0.10 and < 0.20 km/MWth	0.0522	0.0682	0.0682	0.0682	0.0682	0.0233	0.0588	0.0037	5500	1.5	4	15	LT heat
Use of residual heat with heat pump, length-to-power ratio ≥ 0.20 and < 0.30 km/MWth	0.0522	0.0694	0.0755	0.0755	0.0755	0.0233	0.0588	0.0037	5500	1.5	4	15	LT heat
Use of residual heat with heat pump, length-to-power ratio ≥ 0.30 and < 0.40 km/MWth	0.0522	0.0694	0.0808	0.0827	0.0827	0.0233	0.0588	0.0037	5500	1.5	4	15	LT heat



Tableau 52 - Description des montants subventionnés pour certaines technologies de production énergétique bas carbone en 2023 par le SDE++ aux Pays-Bas (Government of the Netherlands, 2023)

Category	Maximum phase amount/base amount					Base green-house gas amount €/unit product ¹	Provisional energy price correction amount for 2023 (including HBE-Gs) €/unit product ¹	Provisional ETS value 2023 €/unit product ¹	Maximum full load hours hours/year	Order term year	Commis-sioning period year	Grant term year	Domain
	Phase 1 €/unit product	Phase 2 €/unit product	Phase 3 €/unit product	Phase 4 €/unit product	Phase 5 €/unit product								
Phasing and rates for low-carbon production SDE++ 2023													
Electrification													
Hydrogen from electrolysis, grid connected	0.0840	0.1046	0.1184	0.1321	0.1550	0.0448	0.1015	0.0000	3492	1.5	4	15	Molecules
Hydrogen from electrolysis, direct line with wind farm or solar farm	0.0840	0.1046	0.1184	0.1321	0.1550	0.0448	0.1015	0.0000	5448	1.5	4	15	Molecules
Advanced renewable transport fuels (gas, petrol and diesel substitutes)													
Bioethanol from lignocellulosic biomass	0.1211	0.1467	0.1637	0.1657	0.1657	0.0637	0.2392	0.0000	8000	1.5	4	15	Molecules
Bio-methanol from lignocellulosic biomass	0.1181	0.1407	0.1421	0.1421	0.1421	0.0637	0.2392	0.0000	8000	1.5	4	15	Molecules
Bio-LNG from mono-fermentation of manure	0.0893	0.1253	0.1494	0.1589	0.1589	0.0365	0.2189	0.0000	8000	1.5	4	12	Molecules
Bio-LNG from All-purpose fermentation	0.0753	0.0974	0.1088	0.1088	0.1088	0.0365	0.2189	0.0000	8000	1.5	4	12	Molecules
Diesel and petrol substitutes from solid lignocellulosic biomass	0.1171	0.1383	0.1383	0.1383	0.1383	0.0624	0.2362	0.0000	8000	1.5	4	15	Molecules
CO₂ capture and storage (CCS) with gaseous transport ETS company													
CCS - Partial CO ₂ storage at existing installations, gaseous transport	193,2830	193,2830	193,2830	193,2830	193,2830	79,2844	0,0000	79,2844	4000	3,0	6	15	-
CCS - Full CO ₂ storage at existing installations, gaseous transport	108,8450	108,8450	108,8450	108,8450	108,8450	79,2844	0,0000	79,2844	8000	3,0	6	15	-
CCS - New pre-combustion CO ₂ purification, existing installation, gaseous transport	146,9185	146,9185	146,9185	146,9185	146,9185	79,2844	0,0000	79,2844	8000	3,0	6	15	-
CCS - New pre-combustion CO ₂ capture in hydrogen production from residual gases for underfire, gaseous transport	191,0295	191,0295	191,0295	191,0295	191,0295	79,2844	0,0000	79,2844	8000	3,0	6	15	-
CCS - New post-combustion CO ₂ capture, existing installation, gaseous transport	191,7169	191,7169	191,7169	191,7169	191,7169	79,2844	0,0000	79,2844	8000	3,0	6	15	-

Annexe 7 : Résumé des défis

Les défis identifiés tout au long de ce rapport sont rassemblés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 53 - Ensemble des défis identifiés et mesures associées

	1. Permettre des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
										X		
Efficacité énergétique	Défi #EE1 : Le manque de connaissance technique et de familiarité avec les nouvelles technologies du côté de l'utilisateur freine la mise en place de systèmes d'efficacité énergétique.											
	Défi #EE2 : Certains aménagements nécessitent l'obtention de permis dont l'acceptation peut être incertaine et peut ajouter des coûts et des délais supplémentaires à des projets présentant parfois une faible rentabilité.	X	X									
	Défi #EE3 : Certaines technologies prometteuses nécessitent de la recherche supplémentaire.										X	
	Défi #EE4 : Les dernières mesures d'efficacité énergétique possibles dans l'industrie wallonne amènent à des changements d'équipements. Ces mesures sont donc entravées par des CAPEX élevés.											X
	Défi #EE5 : Il peut être difficile pour une entreprise d'estimer la rentabilité / le retour sur investissement des technologies d'efficacité énergétique.											
Electrification	Défi #E1 : L'électrification de l'industrie, engendrant une hausse de la demande d'électricité, exercera une pression considérable sur le réseau électrique. (...) Des investissements dans le développement et le renforcement du réseau, ainsi que dans les technologies de stockage, seront indispensables pour répondre à cette évolution.											X
	Défi #E2 : La concrétisation des projets d'infrastructures énergétiques nécessaires à la transition, notamment les lignes à haute tension, les centrales électriques, les éoliennes ou les champs de panneaux photovoltaïques, se heurtent souvent à des oppositions. Le phénomène NIMBY de la part des riverains ou des autorités locales											

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
constitue un obstacle majeur à la transition énergétique et au redéploiement industriel de la Wallonie (...).												
Défi #E3 : L'électrification implique des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) pour les entreprises, avec un retour sur investissement pouvant s'étaler sur une longue période, notamment du fait des prix élevés de l'électricité par rapport au gaz. (...)		X										
Défi #E4 : Les technologies les plus prometteuses pour l'électrification ne sont pas nécessairement nouvelles, mais ne sont pas non plus couramment utilisées dans le processus du fait d'un manque de connaissance général des différents équipements existants, particulièrement chez les PME.										X		x
Défi #E5 : Les technologies d'électrification sont encore peu matures pour tous les processus nécessitant de la haute (entre 400°C et 1000°C) et très haute température (> 1000°C). Les entreprises qui développent ces solutions innovantes et les entreprises qui s'engagent dans l'adaptation de leurs processus doivent être soutenues en matière d'innovation jusqu'à ce qu'un modèle économique viable soit établi. Par ailleurs, la R&D doit être soutenue dans cette direction.		X										
Défi #E6 : L'augmentation de la production d'énergie renouvelable souligne encore une fois la nécessité d'investissements accrus dans les infrastructures électriques. Le réseau doit être en mesure d'intégrer de nouvelles capacités de production et de gérer l'intermittence de la production d'énergie renouvelable. Pour ce faire, il est essentiel de développer des technologies de stockage ainsi que d'inciter le déploiement d'actifs et de systèmes permettant une meilleure flexibilité du réseau (...).		X										
Défi #E7 : Les industriels souhaitent avoir la certitude que les objectifs de production d'énergie renouvelable seront réalisés en Wallonie et en Belgique, afin de disposer de l'énergie nécessaire.			X									

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
Défi #E8 : En dehors des coûts d'investissement, le prix de l'électricité, les tarifs de transport et de distribution, l'ETS, la taxation de l'énergie, les différentes surcharges qui sont appliquées à la facture électrique, les aides octroyées, l'accès au financement, sont autant de facteurs qui influencent le modèle d'affaire de l'électrification et sur lesquels il est possible d'agir (...).				X								
Défi #E9 : Les surcharges élevées qui s'appliquent sur l'électricité en Wallonie contribuent à un manque de compétitivité par rapport aux régions voisines.				X								
Défi #E10 : Les perspectives d'électrification dans l'industrie suscitent des inquiétudes quant à la disponibilité de l'électricité décarbonée locale à un prix compétitif.				X								
Défi #E11 : Le déploiement des PPA avance lentement en Belgique et en Wallonie en raison de plusieurs obstacles. Parmi eux, on trouve le manque de connaissance, la complexité de leur mise en place ainsi que l'absence de cas de référence disponibles. De plus, la mise en œuvre d'un PPA est souvent perçue comme la prochaine étape après l'atteinte de l'autoconsommation maximale, une étape encore lointaine pour la plupart des entreprises (...).				X								
Défi #E12 : Le processus de <i>permitting</i> en Wallonie apparaît long et complexe, freinant ainsi les projets d'installation de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes initiés par les entreprises.	X											
Défi #E13 : La création d'une communauté d'énergie nécessite des étapes essentielles et complexes, comme l'identification des participants, une analyse de faisabilité, des démarches administratives, la désignation d'un représentant, ainsi que l'élaboration des règles tarifaires entre les participants. L'assistance aux entreprises pour ces différentes étapes, en particulier aux PME, semble indispensable.				X								
Défi #E14 : La participation des industriels à la flexibilité du réseau est déjà possible pour certaines industries (e.g., Industeel à Charleroi), mais n'est pas encore généralisée, notamment par manque d'incitations.				X								

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN	
Hydrogène	Défi #H1 : La Wallonie ne dispose pas d'objectif quantifié quant à la production ou l'importation d'hydrogène, ni de vision sur la répartition avec la Flandre pour les objectifs belges. Ainsi, les industriels manquent de vision sur la disponibilité future de l'hydrogène.	X											
	Défi #H2 : Le développement du cadre réglementaire, notamment celui relatif au transport et à la distribution de l'hydrogène, devra se faire en concertation avec le fédéral et les autres régions.					X							
	Défi #H3 : Les systèmes de capture de CO2 coûteux et la limitation de la disponibilité du gaz naturel comme ressource fossile, entravent la disponibilité de l'hydrogène bas carbone (fabriqué à partir de gaz naturel et de carbone capturé).	X					X						
	Défi #H4 : Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport et distribution de l'hydrogène est crucial pour les industriels.					X							
	Défi #H5 : La sécurité liée à l'utilisation d'un gaz hautement inflammable est un enjeu important pour les industriels. Il est nécessaire de mettre en place des mesures de sécurité pour prévenir les accidents.	X											
	Défi #H6 : Certains équipements pour la production de chaleur à très haute température nécessiteront des adaptations : remplacement des brûleurs et des tuyaux de combustion par des tuyères d'injection d'hydrogène. En plus de ces équipements, il peut également être nécessaire de remplacer certains équipements auxiliaires, tels que les systèmes de ventilation et de refroidissement (...).	X											
	Défi #H7 : Les technologies utilisant de l'hydrogène pour la production de chaleur à haute ou très haute température sont encore peu matures. Les entreprises qui s'engagent dans l'adaptation de leurs processus doivent être soutenues en matière d'innovation jusqu'à ce qu'un modèle économique viable soit établi.	X				X							
	Défi #H8 : La construction d'un backbone d'hydrogène et d'infrastructures de distribution est un élément essentiel pour le développement de l'hydrogène comme source d'énergie pour relier les sites de production aux sites de consommation.					X							

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
		X										
					X							
E-carburants		X										
				X								
							X	X				
			X									

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN	
Biomasse	Défi #B1 : L'usage énergétique soutenu actuellement par la Wallonie est la valorisation du biogaz en cogénération à travers le mécanisme de Labels de Garantie d'Origine (LGO). Sachant que la fourniture d'électricité tend à se décarboner grâce à d'autres moyens, il apparaît pertinent de soutenir les autres types de valorisation qui offrent un potentiel de décarbonation significatif pour les industriels.						X						
	Défi #B2 : L'importance des CAPEX et OPEX associés à la purification du biogaz, d'une part, et le manque de mécanismes de soutien pour un autre usage que la cogénération, d'autre part, freinent la production et l'usage de biométhane en Wallonie. Par ailleurs, les grandes difficultés pour obtenir des permis pour l'installation d'une unité de biométhanisation et de purification, du fait de la complexité des dossiers et du temps nécessaire, représentent un défi substantiel au développement du biométhane. Ces difficultés sont notamment renforcées par le phénomène NIMBY.							X					
	Défi #B3 : L'absence d'une filière structurée pour le biométhane (manque d'acteurs de référence, de procédés d'introduction de demande structurés et standardisés) ralentit son déploiement en Wallonie par rapport à ce qui est observé dans les pays limitrophes.							X					
	Défi #B4 : Le potentiel total du gaz de mine en Wallonie reste inconnu, mais il pourrait contribuer à renforcer l'indépendance énergétique, aux côtés de la biomasse.			X									
	Défi #B5 : Inexistants à ce jour en Wallonie, les BPA représentent une réelle opportunité de développer la filière et d'assurer un approvisionnement aux industriels désireux de décarboner leurs procédés.							X					
	Défi #B6 : La biomasse étant une ressource limitée, son utilisation peut entraîner des tensions en matière d'approvisionnement. L'incertitude concernant les gisements disponibles soulève des questions sur la manière dont l'approvisionnement sera structuré et priorisé, notamment en matière d'affectation des terres agricoles.			X									

		1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
	Défi #B7 : En plus d'être coûteux, le processus de production de biométhane représente une difficulté en matière de compétences. Si les agriculteurs disposent des équipements nécessaires pour produire du biogaz de qualité, les aspects liés à la purification et à la gestion énergétique sortent souvent de leurs compétences.							X					
	Défi #CF1 : Les procédures d'autorisation et d'octroi de permis sont floues pour les réseaux de chaleur (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019).	X											
	Défi #CF2 : Le cadre réglementaire wallon pour la valorisation de la chaleur fatale est lacunaire. La Wallonie est tenue de mettre en œuvre les obligations et recommandations stipulées dans les diverses directives européennes concernant la facilitation, la collecte de données, les études de faisabilité, ainsi que l'utilisation de la chaleur fatale dans certains secteurs.								X				
	Défi #CF3 : Les réseaux de chaleur sont souvent perçus comme concurrents des réseaux de gaz ou électriques. Les GRD s'intéressent à l'exploitation des réseaux de chaleur. La Région doit développer une vision stratégique où ces vecteurs ne sont pas en concurrence, mais plutôt complémentaires.			X									
Chaleur fatale	Défi #CF4 : Les réseaux de chaleur sont principalement axés sur une utilisation résidentielle. Des actions de sensibilisation pourraient contribuer à accroître le niveau de connaissance des industriels. La mise en relation entre les émetteurs et les consommateurs de chaleur permettrait également de créer des synergies.								X				
	Défi #CF5 : Pour soutenir durablement le développement de la valorisation de la chaleur fatale, il est essentiel de pérenniser les appels à projets dédiés à cette énergie récupérable.								X				
	Défi #CF6 : La vision à court terme des investissements tend à déprioriser la mise en place des réseaux de chaleur coûteux et longs à amortir (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019).								X				
	Défi #CF7 : Les projets de réseaux de chaleur sont complexes et couvrent de nombreux intervenants nécessitant une meilleure structuration du secteur (CAP Construction et Cluster Tweed, 2019).								X				

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
Capture carbone	Défi #CC1 : Le développement de la filière CCUS requiert une stratégie coordonnée et une collaboration étroite entre les Régions, le Fédéral, ainsi qu'entre les Etats membres.					X						
	Défi #CC2 : L'incertitude découlant du cadre juridique incomplet de la CCUS entrave le développement de la filière et freine la concrétisation des projets par les industriels.						X					
	Défi #CC3 : Une partie des technologies de capture sont encore en phase de développement.		X				X					
	Défi #CC4 : Certaines technologies de capture sont aujourd'hui matures mais des efforts sont encore menés en matière de rendement car ces technologies sont énergivores (environ 500 kWh/tCO2) et présentent des coûts en capital élevés (...).		X									
	Défi #CC5 : La capture carbone engendre une tension supplémentaire sur la demande en électricité.	X										
	Défi #CC6 : Le procédé de purification pour correspondre aux normes d'injection est énergivore et présente ainsi des coûts élevés.						X					
	Défi #CC7 : L'acceptation des projets de CCS par les citoyens peut constituer un obstacle à son développement.						X					
	Défi #CC8 : Des efforts de recherche et développement dans les domaines d'utilisation du CO2 capturés sont encore nécessaires.		X									
	Défi #CC9 : Le développement d'une expertise complète, de la capture à la séquestration ou à l'utilisation du CO2, est rendu complexe par la longueur de la chaîne de valeur, nécessitant l'implication de nombreuses parties prenantes.											X
	Défi #CC10 : Le timing de mise en place de l'infrastructure de transport du CO2 est crucial pour les industriels qui mènent déjà des projets de capture.						X					
	Défi #CC11 : Les entreprises situées à distance de l'infrastructure CO2 telle qu'envisagée actuellement rencontrent des obstacles dans leurs projets de CCUS. Le transport par camion ou par train n'est économiquement viable que pour de petits volumes.						X					

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN	
	Défi #CC12 : Les projets de capture représentent des CAPEX très élevés. Par ailleurs, le caractère immature de la technologie et le caractère unique des sites industriels complique la reproductibilité et l'estimation des coûts associés à chaque projet.	X											
	Défi #CC13 : Les niveaux de prix des quotas carbone au sein de l'UE ETS limitent la rentabilité des projets de capture bien que les prix semblent aller dans le sens d'une augmentation.	X											
Géothermie	Défi #G1 : Les éléments réglementaires wallons sont fragmentés et dépourvus de législation spécifique sur le chauffage et le refroidissement. Légiférer sur ces aspects permettrait d'accélérer le déploiement de la géothermie.							X					
	Défi #G2 : La géothermie souffre d'un faible niveau priorité parmi les autres politiques énergétiques, induisant des capacités techniques et administratives insuffisantes.			X				X					
	Défi #G3 : Le potentiel géothermique dans le secteur résidentiel est considérable, ce qui en fait le principal axe de développement de la filière géothermique. A contrario, le développement d'applications industrielles est inexistant en Wallonie.							X					
	Défi #G4 : Pour soutenir durablement le développement de la géothermie, il est essentiel de pérenniser les appels à projets dédiés à cette énergie renouvelable. La mise en place d'un appel à projets dédié aux applications industrielles permettrait d'initier le déploiement de la géothermie à des fins industrielles en Wallonie.							X					
	Défi #G5 : Le manque de techniciens certifiés et de personnel possédant les compétences techniques nécessaires à la gestion du puits géothermique une fois en place freine le développement de la géothermie.											X	
	Défi #G6 : Le potentiel géothermique demeure principalement théorique, soulignant la nécessité d'une évaluation plus précise en parallèle de la demande croissante des industries. Une évaluation intégrant les besoins des industriels et les potentiels liés à la localisation contribuerait à sensibiliser les industriels aux applications et au potentiel du chauffage et du refroidissement géothermiques.			X					X				

	1. Permitting des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
	Défi #G7 : Les investissements initiaux associés au développement de projets géothermiques sont importants. Une forme de garantie contre le risque de pouvoir trouver une ressource exploitable pourrait permettre de favoriser le développement de projets.		X					X				
	Défi #G8 : Les difficultés d'accès au financement, en particulier pour les petits projets géothermiques, freinent les entreprises.							X				
	Défi #G9 : Les risques associés aux phases initiales d'exploration sont élevés. Les campagnes d'exploration du sous-sol afin de cartographier la ressource devrait permettre de minimiser les risques pour les investisseurs.							X				
	Défi #G10 : Le manque d'information sur la technologie géothermique, les préoccupations relatives à l'utilisation des terres ainsi que les impacts environnementaux et sociaux contribuent à une faible acceptation des citoyens de la géothermie							X				
	Défi #PME1 : Les subventions et primes nécessitent des dossiers administratifs lourds pour les PME qui souffrent de ressources financières et humaines limitées. Par ailleurs, elles doivent jongler avec la multiplicité des sites, des points de contact (diverses administrations) et des types d'initiatives (environnementales et énergétiques) pour trouver les informations sur les soutiens financiers et les dossiers de demande associés.	X								X		
PME	Défi #PME2 : Les PME doivent pouvoir bénéficier de conseils approfondis sur la mise en œuvre d'actions concrètes et adaptées à leur chaîne industrielle ainsi que d'espaces pour favoriser le partage d'expérience.									X		X
	Défi #PME3 : Les PME voudraient pouvoir disposer de politiques énergétiques stables et de prévisibilité concernant l'évolution des prix, ainsi que d'une vision énergétique claire au niveau régional. Cela permettrait de rassurer les entreprises quant au développement de l'infrastructure, notamment en ce qui concerne le réseau CO2, le réseau électrique, la production d'énergie renouvelable, etc.		X	X	X	X						

	1. <i>Permitting</i> des infrastructures énergétiques	2. Financement	3. Potentiel énergétique wallon	4. Sécurisation du prix de l'électricité	5. Cadre réglementaire de l'hydrogène	6. Transport, stockage et usage du CO2	7. Filières biométhane et e-méthane	8. Réseau de chaleur renouvelable	9. Economie circulaire	10. Interaction acteurs publics et entreprises	11. Formation professionnelle	Outil d'aide à la décision PIZEN
Défi #PME4 : Les outils de suivi mis à disposition par la région sont peu connus (calculateur AWAC, annuaire des entreprises)										X		
Défi #PME5 : Le manque de connaissance et de ressources entrave la mise en place de communautés d'énergie, nécessaires pour faciliter le partage entre organisations voisines.				X								



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