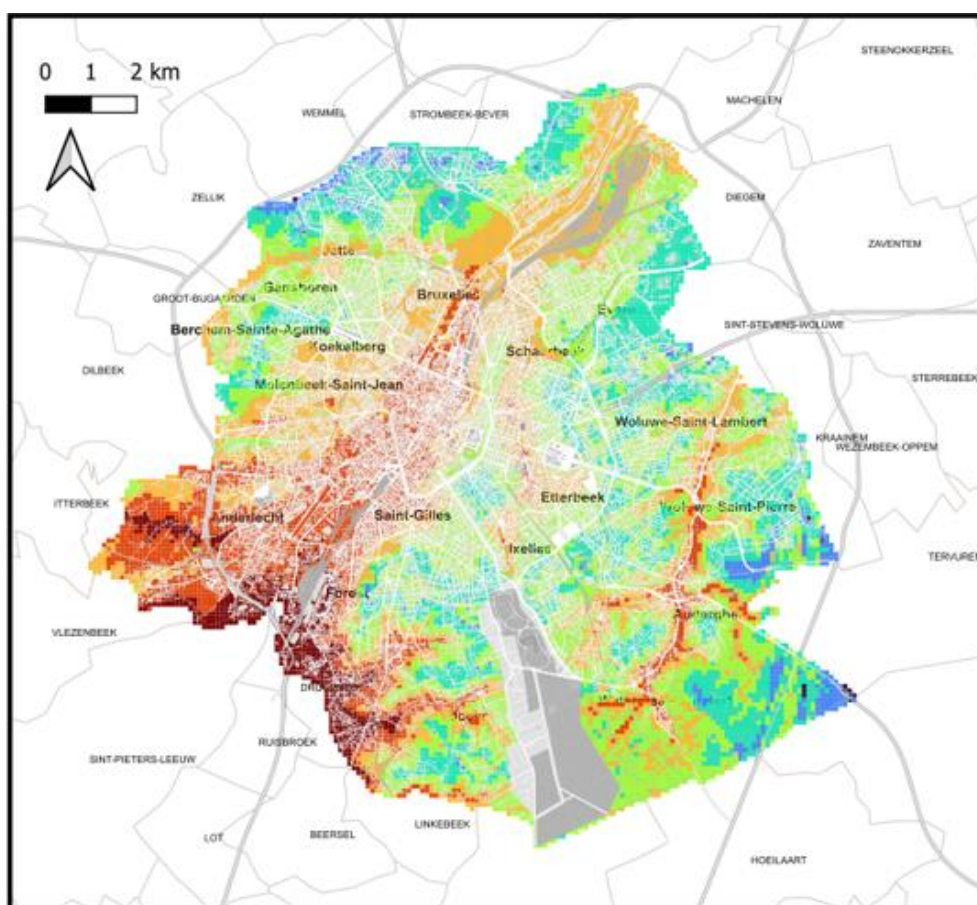


ÉVALUATION COMPLÈTE EN MATIÈRE DE CHALEUR ET DE FROID POUR LA RÉGION DE BRUXELLES-CAPITALE EN VERTU DE L'ARTICLE 25 DE LA DIRECTIVE 2023/1791



BRUXELLES ENVIRONNEMENT

AVRIL 2024

ÉVALUATION DU POTENTIEL D'EFFICACITÉ EN MATIÈRE DE CHALEUR ET DE FROID

LEXIQUE	4
INTRODUCTION	6
1. Contenu	6
2. Ojectif	6
3. Public-cible	6
VUE D'ENSEMBLE DES SYSTEMES DE CHALEUR ET DE FROID	7
1. Demande de chaleur et de froid en 2021	7
2. Approvisionnement en matière de chaleur et de froid en 2021	7
2.1. Approvisionnement sur site et hors-site par source	7
2.2. Potentiel d'approvisionnement en chaleur et en froid	8
2.3. Approvisionnement des réseaux de chaleur	14
3. Cartographie de la demande thermique des bâtiments	15
3.1. Cartographie de la demande de chaleur	17
3.2. Cartographie de la demande de froid	17
4. Evolution de la demande de chaleur et froid	18
OBJECTIFS, STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES ACTUELS	19
1. Rappel des principaux objectifs régionaux	19
2. Présentation des mesures principales	19
ANALYSE DU POTENTIEL ECONOMIQUE D'EFFICACITE EN MATIERE DE CHALEUR ET DE FROID	22
1. Solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid	22
2. Coûts des technologies	24
2.1. Définition des segments	24
2.2. Méthodologie de calcul des coûts	24
2.3. Coût par segment	25
3. Scénarios de référence et alternatifs	26
3.1. Scénario de référence (WAM)	26
3.2. Scénarios alternatifs	28
4. Analyse coûts bénéfiques	32
4.1. Analyse de sensibilité	34
ENSEIGNEMENTS ET PERSPECTIVES	35
1. Enseignements du rapport	35
2. Recommandations	38
ANNEXES	41
1. ANNEXE A : Consommations et approvisionnements en 2021	41
2. ANNEXE B : Localisation de la demande de chaleur et de froid	41
3. ANNEXE C : Evaluation du potentiel technique	41
4. ANNEXE D : Définition des coûts par technologie	41
5. ANNEXE E1 : Scénario de référence et scénarios alternatifs top-down	41

6. ANNEXE E2 : Scénario alternatif bottom-up.....	41
7. ANNEXE F : Analyse de sensibilité.....	41



LEXIQUE

Mot / Acronyme / Abréviation	Définition
ATTB	Association pour les Techniques Thermiques en Belgique
BE	Bruxelles Environnement
BRUGEL	Régulateur du marché de l'électricité et du gaz en Région de Bruxelles Capitale
Chaleur / vapeur	Terme générique regroupant différentes technologies de pompes à chaleur (aérothermique, géothermique, aquathermique et riothermique) et d'autres technologies (thermique solaire, incinérateur, récupération de chaleur)
COP	Coefficient de Performance
Directive EE	Directive EU/2023/1791 du parlement européen et du conseil du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique et modifiant le règlement EU/2023/955 (refonte)
Directive SER	Directive EU/2023/2413 du parlement européen et du conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive EU/2018/2001, le règlement EU/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 EU/2015/652 du Conseil
Energie finale	Energie fournie aux limites du bâtiment via un réseau de distribution et/ou de transport (typiquement, le réseau principal de gaz et d'électricité), il s'agit donc de l'énergie consommée par l'appareil de production de chaud ou de froid
Energie utile	Energie thermique réelle requise à l'intérieur du bâtiment pour répondre aux besoins de chauffage et de refroidissement, il s'agit donc de l'énergie fournie aux utilisateurs
EnRR	Energies Renouvelables et de Récupération
MAP	m ³ apparent
OMS	Organisation Mondiale de la Santé
PAC	Pompe à chaleur
PACE	Plan Air Climat Energie
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
RDC	Réseau de chaleur
SCOP	Coefficient de performance saisonnier
SER	Sources d'énergie renouvelables
SIBELGA	Gestionnaire des réseaux de distribution de gaz et d'électricité en Région de Bruxelles Capitale
STEP	Station d'épuration
WAM	« With additionnal measures », additionnelles dans le sens que l'on intègre ici toutes les mesures qui ont été prises par la Région et celles qui le seront prochainement.
Zéro émission	Ce concept est défini comme : « une très haute performance énergétique, ne nécessitant qu'une consommation d'énergie nulle ou très faible, ne produisant aucune émission de gaz à effet de serre sur site à partir de combustibles fossiles et ne produisant aucune émission opérationnelle de gaz à effet de serre ou une très faible quantité, telle que précisée par le Gouvernement. »



REMARQUES PRÉLIMINAIRES

Bruxelles Environnement est l'administration de l'environnement et de l'énergie de la Région de Bruxelles-Capitale.

Le présent rapport synthétise les travaux réalisés dans le cadre de la mise à jour de l'évaluation obligatoire définie à l'article 25, §§1 et 3 de la directive 2023/1791 relative à l'efficacité énergétique. Le présent rapport est conçu pour répondre aux dispositions réglementaires en question et destiné en premier lieu à la Commission européenne.

Dans le cadre de la transparence des travaux de l'administration, ce document sera également publié sur le site internet de Bruxelles Environnement. Dans cette perspective, il apparaît nécessaire de communiquer aux lecteurs les remarques préliminaires suivantes.

- (1) L'accent de l'évaluation obligatoire susmentionnée porte principalement sur des questions et concepts liés à la thématique 'énergie'.
- (2) En ce qui concerne l'évaluation économique effectuée dans cette étude, les coûts liés à la rénovation et l'isolation des bâtiments ainsi que les coûts liés à l'évolution future des réseaux de gaz et d'électricité (adaptation, renforcement, coûts résiduels...) n'ont pas été pris en compte.
- (3) La mise en évidence des potentiels sur le long terme repose en bonne partie sur une approche théorique. Les cartes et résultats qui en découlent et qui figurent dans le présent rapport ne préjugent en rien de l'obtention de permis quel qu'ils soient, ni de la faisabilité technico-économique d'un ou plusieurs projets individuels en cours de conception ou à venir.
- (4) La définition d'une stratégie politique de décarbonation de l'approvisionnement régional en chaleur et en froid (à inscrire dans le prochain Plan Air Climat Energie au plus tard d'ici septembre 2027) ou encore les conditions d'accès à d'éventuels nouveaux appels à projets pourront se nourrir des travaux présentés dans ce rapport mais devront également prendre en compte de manière plus approfondie d'autres éléments tels que, par exemple, les impacts environnementaux suivants, et notamment :
 - Les risques associés à la dégradation de la qualité de l'air, en particulier, pour ce qui relève des technologies utilisant la biomasse ;
 - Les risques liés aux bruits associés à certaines installations techniques (les pompes à chaleur aérothermiques par exemple) ou encore à l'augmentation du charroi pour livrer certains combustibles ;
 - Les impacts sur les nappes aquifères et notamment les risques associés aux :
 - Conflits d'usage (partage de la ressource) avec captages permanents et autres systèmes géothermiques exploitant la même ressource ;
 - Forage (risque de mise en connexion entre différentes nappes).
 - Les impacts sur les sols et notamment les risques associés aux :
 - Pollutions du sol (par exemple la migration d'une pollution préexistante, répertoriée ou non, lors de la phase de forage) ;
 - Questions de stabilité du sol ;
 - Impacts thermiques sur le sol (par exemple risque de gel au niveau des sondes géothermiques si un système est mal dimensionné).



INTRODUCTION

Afin de contribuer aux dispositions établies lors de l'Accord de Paris, l'Union européenne a mis en place en 2015, une série d'objectifs ventilés sur trois échelles de temps différentes, à savoir 2020, 2030 et 2050. Les objectifs initiaux pour 2030 ont été revus à la hausse dans le cadre du « Green Deal » (« Pacte vert ») et en juillet 2021, la Commission a adopté une série de propositions législatives appelées « Fit for 55 » (« Paré pour 55 ») afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Parmi ces propositions législatives, la Commission européenne a remanié très substantiellement la directive relative à l'efficacité énergétique au moyen d'une nouvelle version appelée 'refonte' qui a fait l'objet de négociations entre les Etats membres au sein du Conseil et le Parlement de l'Union Européenne. La refonte de cette directive a été publiée au Journal Officiel de l'Union européenne (JOUE) le 13 septembre 2023¹. L'article 25, §§1 et 3 (et leurs annexes X et XI) impose aux Etats Membres de réaliser et mettre régulièrement à jour une évaluation complète en matière de chaleur et de froid.

1. CONTENU

L'annexe X de la directive ainsi que les recommandations (UE) 2019/1659² de la Commission européenne déterminent clairement les attentes de la Commission européenne vis-à-vis des Etats membres pour l'élaboration de cette étude. Le présent rapport reprend les principaux résultats de l'étude pour ce qui concerne la Région de Bruxelles-Capitale (RBC). Sa première section présente la demande de chaleur et de froid en 2021, en 2050, ainsi que le potentiel des solutions renouvelables et de récupération de chaleur. Cette première section comprend également différentes cartes reprenant ces potentiels ainsi qu'une carte de la demande et des réseaux de chaleur existants. La deuxième section résume les politiques énergétiques et climatiques actuelles en RBC. La troisième section analyse sur base du contexte spécifique de la RBC le potentiel déployable à l'horizon 2050 des énergies renouvelables et de récupération dans la chaleur et le froid. Cette section expose également différents scénarios afin d'atteindre la neutralité climatique en 2050 et contient une analyse coûts-bénéfices visant à les comparer. Enfin, la quatrième section présente les principales mesures qui permettraient d'approcher les potentiels identifiés aux sections précédentes.

2. OJECTIF

L'objectif du présent rapport est avant tout de mettre à jour de l'évaluation complète publiée en 2021 intitulée "Evaluation du potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid", conformément aux prescrits de la directive relative à l'efficacité énergétique et aux recommandations de la Commission européenne.

3. PUBLIC-CIBLE

Dans la mesure où il permet de répondre à une obligation européenne et à des recommandations précises, le rapport est d'abord destiné à la Commission européenne.

Sa réalisation dans une perspective ambitieuse de décarbonation de l'approvisionnement régional en chaleur et en froid étant prévue dans le Plan Air Climat Energie (PACE) adopté par le Gouvernement le 27 avril 2023, ce rapport est également destiné aux membres de l'exécutif régional et pourra nourrir la prochaine version du PACE prévue pour adoption en septembre 2027.

Enfin, ayant vocation à être publié sur le site internet de Bruxelles Environnement (BE), d'autres publics pourront en prendre connaissance tels que des chercheurs et scientifiques, des entreprises du secteur de l'énergie au sens large, des membres du secteur associatif telles que des organisations environnementales, des éducateurs et enseignants, ainsi qu'également les membres du public intéressé par les questions liées à la production de chaleur et dans froid dans le contexte de la transition énergétique.

¹ Directive (UE) 2023/1791 relative à l'efficacité énergétique

² Recommandation (UE) 2019/1659 de la commission du 25 septembre 2019 relative au contenu des évaluations complètes du potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en vertu de l'article 14 de la directive 2012/27/UE



VUE D'ENSEMBLE DES SYSTEMES DE CHALEUR ET DE FROID

1. DEMANDE DE CHALEUR ET DE FROID EN 2021

Cette section présente la demande de chaleur et de froid en RBC par secteur (résidentiel, tertiaire et industriel) en terme d'énergie utile et d'énergie finale pour l'année 2021 sur base des données du bilan énergétique régional. L'évaluation de cette demande est présentée dans le **Tableau 1** ci-contre et détaillée dans l'Annexe A. La demande énergétique en chaleur et en froid s'élève à **11 TWh** pour l'énergie finale et **10 TWh** pour l'énergie utile.

Les calculs se sont basés sur les sources et données suivantes (i) le bilan énergétique régional de 2021 ("BENXL"), (ii) les calculs détaillés de la précédente étude réalisée pour BE portant sur les données de l'année 2017³ et (iii) la mise à jour de certaines données liées aux mix et rendements technologiques sur base des données issues des certificats PEB.

2021		Unité	Valeur	Totaux			
Demande en chaleur, énergie finale	Secteur résidentiel	GWh/an	6 222	10 342	11 031		
	Secteur tertiaire	GWh/an	3 916				
	Secteur industriel	GWh/an	204				
Demande en froid, énergie finale	Secteur résidentiel	GWh/an	209	690		11 031	
	Secteur tertiaire	GWh/an	454				
	Secteur industriel	GWh/an	27				
Demande en chaleur, énergie utile	Secteur résidentiel	GWh/an	4 599	8 272			10 174
	Secteur tertiaire	GWh/an	3 500				
	Secteur industriel	GWh/an	174				
Demande en froid, énergie utile	Secteur résidentiel	GWh/an	526	1 902	10 174		
	Secteur tertiaire	GWh/an	1 316				
	Secteur industriel	GWh/an	61				

Tableau 1 - Demande de chaleur et de froid en 2021

2. APPROVISIONNEMENT EN MATIÈRE DE CHALEUR ET DE FROID EN 2021

2.1. Approvisionnement sur site et hors-site par source

Les tableaux suivants présentent l'approvisionnement sur site et hors site par secteur et par technologie de chaleur et de froid en 2021. Ils sont basés sur les sources décrites dans la section précédente.

Énergie fournie sur site			Unité	Valeur
Secteur résidentiel	Sources de combustibles fossiles	Chaudières	GWh/an	5 911
		Autres technologies	GWh/an	149
		Cogénération	GWh/an	0
	Sources d'énergie renouvelable	Chaudières	GWh/an	102
		Cogénération	GWh/an	0
		Pompes à chaleur	GWh/an	30
		Autres technologies	GWh/an	105
Secteur tertiaire	Sources de combustibles fossiles	Chaudières	GWh/an	3 830
		Autres technologies	GWh/an	67
		Cogénération	GWh/an	7
	Sources d'énergie renouvelable	Chaudières	GWh/an	86
		Cogénération	GWh/an	0

Énergie fournie hors site			Unité	Valeur
Secteur résidentiel	Sources de combustibles fossiles	Chaleur fatale	GWh/an	0
		Cogénération	GWh/an	58
		Autres technologies	GWh/an	74
	Sources d'énergie renouvelable	Chaleur fatale	GWh/an	0
		Cogénération	GWh/an	0
		Autres technologies	GWh/an	0
Secteur tertiaire	Sources de combustibles fossiles	Chaleur fatale	GWh/an	4
		Cogénération	GWh/an	173
		Autres technologies	GWh/an	0
	Sources d'énergie renouvelable	Chaleur fatale	GWh/an	4
		Cogénération	GWh/an	15

³ Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale



		Pompes à chaleur	GWh/an	366				
		Autres technologies	GWh/an	24		Autres technologies	GWh/an	0
Secteur industriel	Sources de combustibles fossiles	Chaudières	GWh/an	0	Sources de combustibles fossiles	Chaleur fatale	GWh/an	0
		Autres technologies	GWh/an	218		Cogénération	GWh/an	0
		Cogénération	GWh/an	0		Autres technologies	GWh/an	0
	Sources d'énergie renouvelable	Chaudières	GWh/an	0	Sources d'énergie renouvelable	Chaleur fatale	GWh/an	0
		Cogénération	GWh/an	0		Cogénération	GWh/an	0
		Pompes à chaleur	GWh/an	7		Autres technologies	GWh/an	0
		Autres technologies	GWh/an	6				

Tableau 2 - Approvisionnement sur site et hors site en 2021

2.2. Potentiel d'approvisionnement en chaleur et en froid

Cette section quantifie le potentiel technique brut des différentes sources d'énergie renouvelable et de récupération dans le secteur du chaud et du froid sur le territoire de la RBC. Le potentiel technique brut correspond au potentiel théorique brut accessible, c'est-à-dire considérant tous les espaces et ressources disponibles sans aucune autre contrainte. Le potentiel technique brut est en pratique inatteignable à l'échelle de la région à cause d'une série de contraintes légales, opérationnelles, économiques ou de disponibilité de la ressource. Les chiffres extrapolés à l'échelle de la Région doivent donc être considérés comme des **ordres de grandeur optimistes**.

Le **Tableau 3** résume les résultats obtenus pour le potentiel en chaleur et froid via des sources EnRR.

Régime de T°C	Potentiel technique brut – Energie utile		
		P (MW)	E (GWh/an)
	Demande en CHAUD - 2021	5 479	8 272⁴
BT	Géothermie fermée	12 600	23 310
	Géothermie ouverte	2 200	2 035
	Aérothermie	2 500	4 930
	Aquathermie	148	740
	Riothermie	37	189
	Métro	6	30
	Réfrigération	66	26,4
	Parkings souterrains	2,5	12,5
HT	Incinérateur	57	285
	Biogaz	6 000	10 400 ⁵
Mixte	Solaire thermique	14 400	6 300
	Demande en FROID - 2021		1902
BT	Géothermie fermée	12 600	23 310
	Géothermie ouverte	2 200	2035

⁴ Demande calculée au **chapitre 1** de cette section

⁵ Potentiel de production injectable sur le réseau de gaz pour toute la Belgique



	Aquathermie	0 ⁶	0
HT	Riothermie	13	20
	Parkings souterrains	2,5	12,5
Mixte	Climatisation (aérothermie)		Hors-scope

Tableau 3 - Potentiels bruts pour les sources d'EnRR en chaleur et en froid

Les hypothèses, méthodes spécifiques et messages clés des différentes technologies sont présentés succinctement ci-après et plus en détails dans l'Annexe C.

Les différentes sources ont été classées selon leur régime de température.

- Les sources **basse température** (fournissant une chaleur comprise entre 30 °C et 60 °C) ont toutes besoin d'une pompe à chaleur pour relever la température ;
- Les sources **haute température** (fournissant une chaleur supérieure à 60 °C) utilisent la combustion ;
- Les sources **mixtes** qui ont été classées séparément car ces technologies peuvent aussi bien fournir de la basse que de la haute température en fonction de la manière dont l'installation est configurée.

2.2.1. Sources à basse température

Géothermie fermée

La géothermie fermée possède le potentiel brut le plus important en RBC et est équivalent à presque trois fois la demande de chaleur de 2021 en énergie utile. Le potentiel (**Figure 1**) est estimé en multipliant la puissance d'une sonde (calculée localement en fonction de la nature du sous-sol) par la densité de sondes (204 sondes/hectare) et la surface de la zone analysée, sur base de forages à 200m de profondeur⁷.

La production de froid a un potentiel identique à la production de chaleur afin d'assurer l'équilibre de la ressource entre le prélèvement de chaud et de froid.

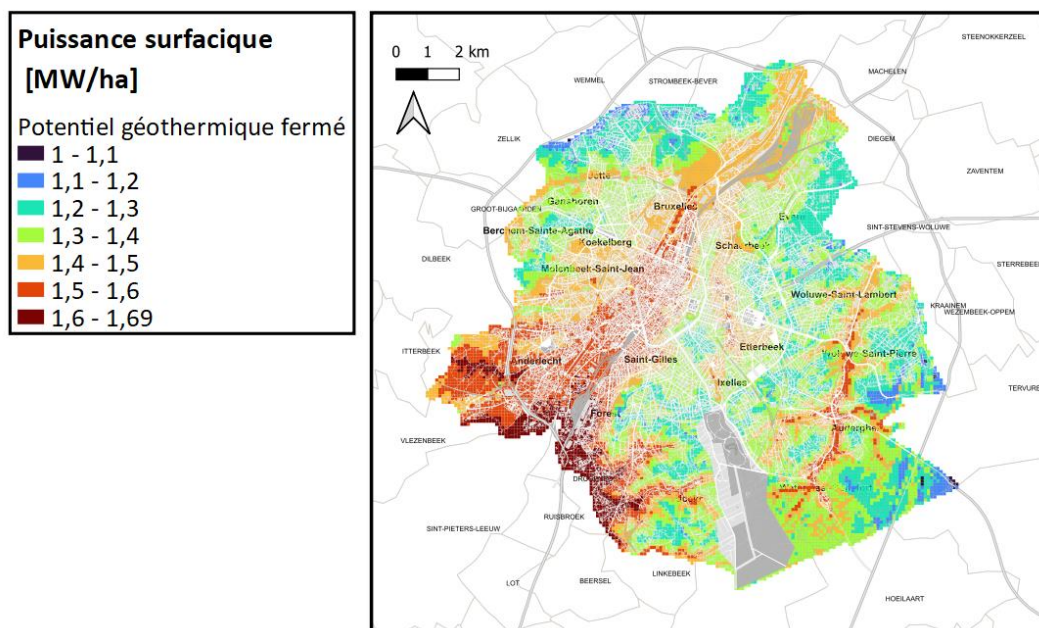


Figure 1 - Cartographie de la géothermie fermée avec un forage constant de 200 m

⁶ Le réchauffement des eaux de surface pour y puiser du froid est proscrit en RBC pour éviter des impacts sur la biodiversité

⁷ https://document.environnement.brussels/opac_css/doc_num.php?explnum_id=11125



Géothermie ouverte

Le potentiel brut de géothermie ouverte est important et peut couvrir jusqu'à un quart de la demande de 2021 en énergie finale. Le potentiel global pour la RBC est estimé au moyen d'un modèle numérique reproduisant l'environnement hydrogéologique « moyen » de chaque aquifère⁸⁹. Par rapport à la géothermie fermée, il est plus difficile de quantifier précisément ce potentiel à l'échelle locale, les incertitudes étant importantes et le nombre de retours de terrain encore assez faibles.

Le potentiel de production de froid est identique à celui de chaud afin d'équilibrer la ressource entre le prélèvement de chaud et de froid, le déséquilibre d'un projet pouvant nuire à plus grande échelle.

Aérothermie

Le potentiel brut en aérothermie est conséquent et peut couvrir plus de la moitié de la demande de 2021 en énergie utile. Ce potentiel est calculé sur base de caractéristiques individuelles de chaque bâtiment telles que les surfaces plates disponibles en toiture ou en jardin et le recul possible vis-à-vis de la mitoyenneté.

Aquathermie

Le potentiel brut d'aquathermie est moins important mais pourrait tout de même couvrir pratiquement 10% de la demande de 2021 en énergie utile. Les sources incluses dans le calcul de ce potentiel sont les étangs de plus de 10 000 m², le canal de Bruxelles et la Senne (**Figure 2**). La majorité du potentiel se trouve au nord de la Région où le canal est le plus large, mais le centre de la RBC ainsi que la partie sud-ouest ont un potentiel non négligeable.

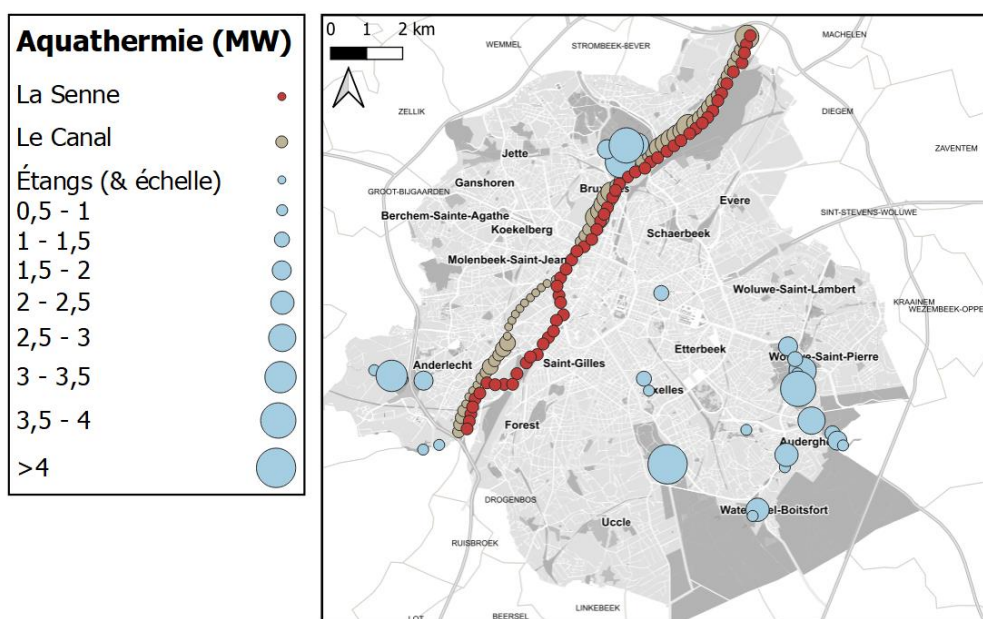


Figure 2 - Potentiel aquathermique en RBC

Riothermie

Le potentiel brut de riothermie n'est pas à négliger et atteint un peu plus de 2% de la demande pour 2021 en énergie utile. Ce potentiel englobe le potentiel de chaleur fatale des STEPs, dont le potentiel principal est situé à la STEP nord (**Figure 5**) et des égouts.

⁸ Trois unités hydrogéologiques sont utilisées : aquifère des sables du Landénien, aquifère du socle Paléozoïque et aquifères des sables du Bruxellien.

⁹ https://document.environnement.brussels/opac_css/doc_num.php?explnum_id=11125



Plus spécifiquement pour la récupération de chaleur des égouts, la **Figure 3** indique les collecteurs les plus importants de la Région, c'est-à-dire les collecteurs où la riothermie peut être envisagée. Cette figure indique que la partie centrale de la Région et le long du canal correspondent aux zones de potentiel.

Le potentiel de production de froid est estimé avec un COP plus élevé qu'en production de chaleur mais sur une période de temps plus courte.

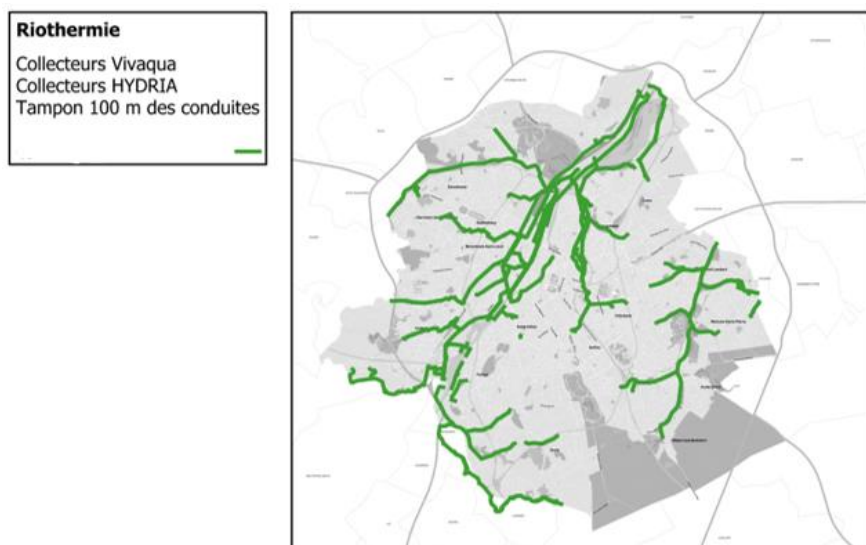


Figure 3 - Collecteurs d'intérêt pour la riothermie

Chaleur fatale et de récupération

Les procédés générant de la chaleur qui n'est ni récupérée ni valorisée (chaleur fatale) sont multiples dans la RBC, mais en dehors de l'incinérateur et de la STEP nord, ces potentiels sont relativement faibles et éparpillés sur le territoire. La majorité des sources de récupération de chaleur fatale se trouvent le long du canal et dans le centre de la RBC.

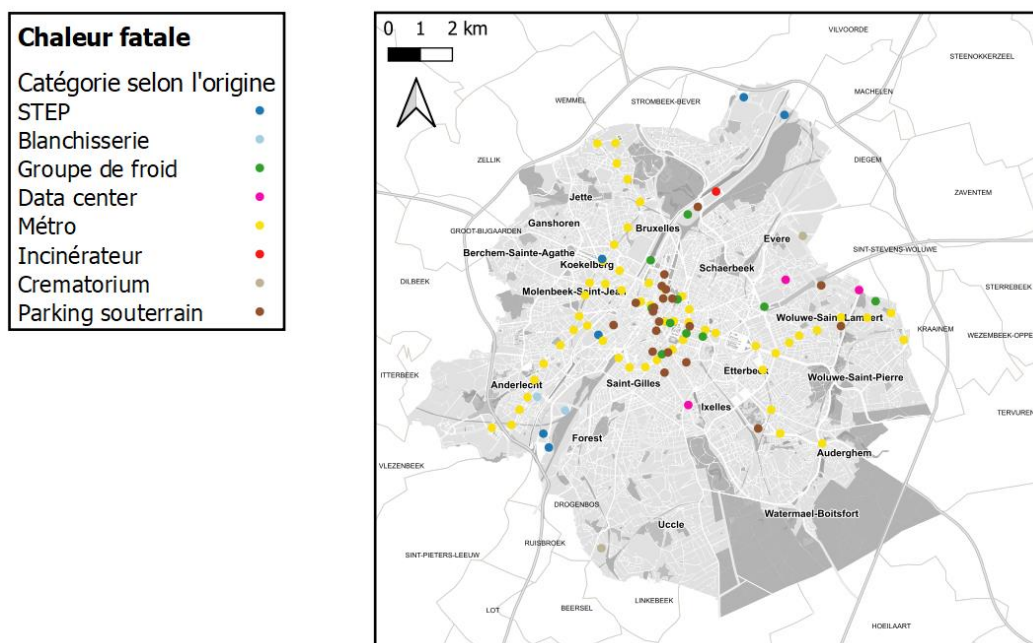


Figure 4 - Cartographie de la récupération de chaleur par catégorie



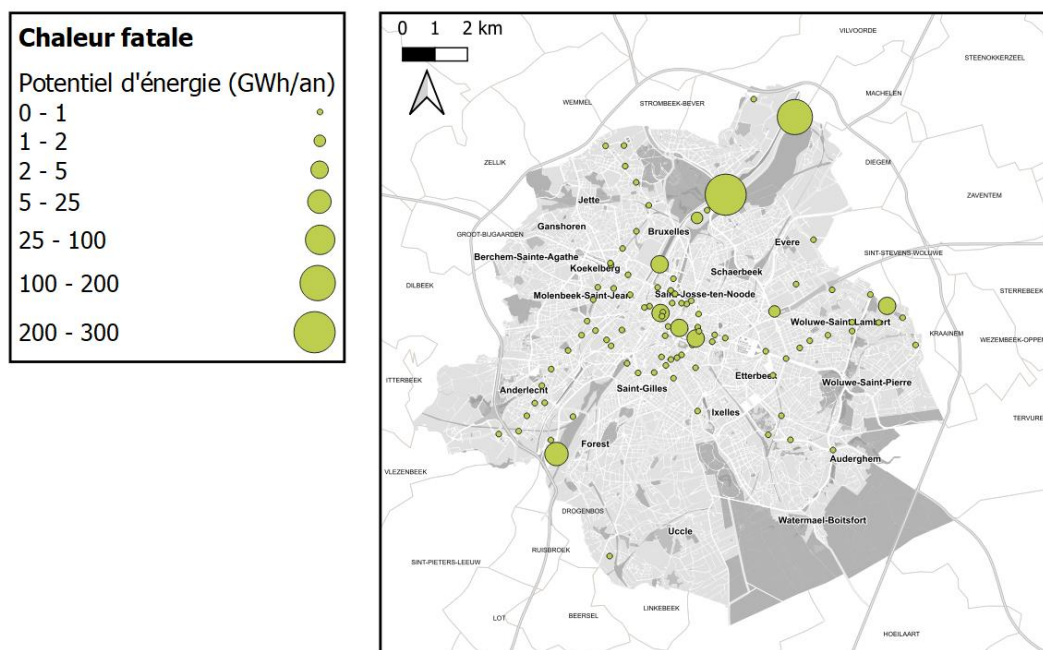


Figure 5 - Cartographie de la récupération de chaleur en terme d'énergie

2.2.2. Sources à haute température

Incinérateur

L'incinérateur de Bruxelles-Énergie est composé de trois fours qui produisent actuellement environ 1 TWh de vapeur annuellement. Le potentiel lié à l'incinérateur est calculé en fonction de la chaleur qu'il est possible de récupérer sur base d'une disponibilité moyenne, de la production d'électricité nécessaire aux besoins propres du site et de la diminution attendue du volume de déchets d'un tiers. Ce potentiel brut en fait la première source à haute température locale qu'il est possible de valoriser via un réseau de chaleur (RDC).

Biogaz

Le potentiel de production de biogaz en RBC étant marginal, l'évaluation du potentiel technique brut est basé sur le potentiel belge qui est de 15,6 TWh¹⁰. Deux tiers de ce potentiel seraient produits à proximité du réseau de distribution et permettraient dès lors la réinjection de 10,4 TWh, chiffre considéré ici. Contrairement aux autres potentiels, il s'agit donc d'un potentiel brut qui devra être partagé entre les différentes régions en Belgique. L'import de biogaz depuis l'étranger n'a pas été considéré car aucun pays n'apparaît être en mesure de produire plus de biogaz que ses besoins propres.

Biomasse solide, hydrogène et e-méthane

Les potentiels techniques bruts de la biomasse solide, d'hydrogène et d'e-méthane n'ont pas été estimés car difficilement quantifiables ou très limités en terme de production locale. Pour l'hydrogène et l'e-méthane il s'agira de filières d'import depuis l'étranger.

Cogénération à haut rendement

Le marché de la cogénération vit actuellement grâce à un soutien régional (certificats verts) dont la fin pour les cogénérations fossiles est prévue en 2025. Le potentiel de cette technologie semble actuellement voué à diminuer fortement d'ici 2035.

¹⁰ <https://www.valbiom.be/actualites/etude-le-potentiel-du-biomethane-injectable-dans-le-reseau-de-distribution-belge>



2.2.3. Sources mixtes

Solaire thermique

Le potentiel technique brut du solaire thermique est conséquent et peut couvrir plus de trois quart de la demande de 2021 en énergie utile, ce qui en fait la deuxième source avec le plus haut potentiel. Ce potentiel a été évalué sur base de la surface des toitures adéquatement situées et orientées et du rendement net d'un panneau solaire thermique.

2.2.4. Réseaux d'énergie thermique

Réseaux de chaleur

Le potentiel de déploiement des réseaux de chaleur est fortement lié à la densité linéique (MWh/an/m) des futurs systèmes, c'est à dire la demande annuelle par mètre de réseau installé dans le sol. Il est possible d'estimer la densité équivalente d'un futur réseau en utilisant, par zone, la demande thermique de 2021 calculée au **chapitre 3.1** de cette section par unité de surface (GWh/an/km²) et la distance de réseau nécessaire à couvrir la demande, dérivée de l'espace disponible hors bâti (plot ratio). Le calcul de cette densité (voir *Annexe E2* pour plus de détails), corrigée pour prendre en compte la baisse attendue de consommation en 2050 tel que calculé au **chapitre 4** de cette section est illustré à la **Figure 6**. Une densité supérieure à un permet déjà d'envisager l'installation de petits réseaux à basse température. Une densité supérieure à trois permet l'installation de tout type de réseau.

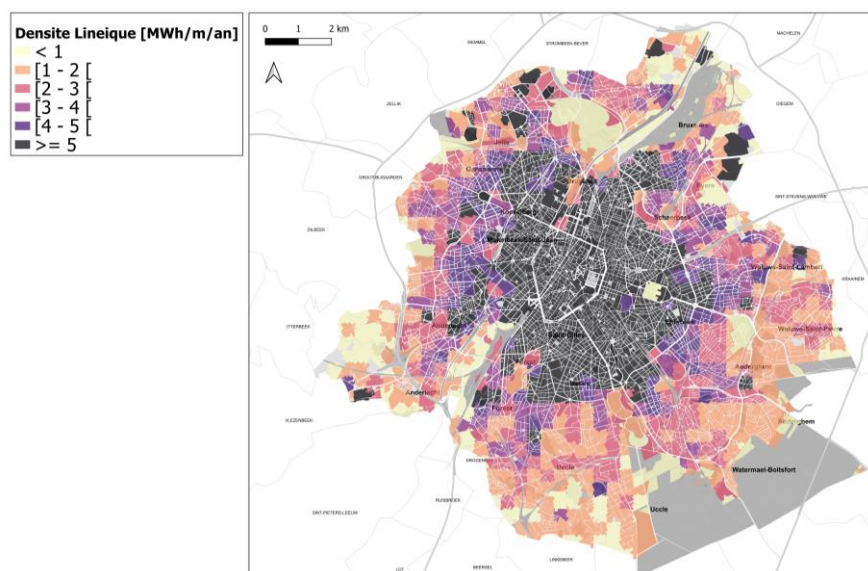


Figure 6 - Cartographie de la densité linéique estimée en 2050 des réseaux de chaleur

2.2.5. Enseignements des différents potentiels estimés

Il ressort des estimations du potentiel des différentes technologies que :

- La **géothermie fermée** est la ressource qui a le potentiel technique le plus important et le mieux réparti en RBC. Cependant, elle sera difficile d'accès dans les zones les plus denses (le centre de la RBC) car elle nécessite des surfaces dégagées pour forer. Cette ressource doit être favorisée là où elle est possible, ce sera donc majoritairement en-dehors du centre ;
- Au vu de son potentiel et de sa relative facilité d'installation, l'**aérothermie** pourrait occuper une place importante dans le mix technologique futur ;
- L'**aquathermie** a un potentiel intéressant dans la partie nord et sud du canal ainsi que dans certains plans d'eau présents dans des zones plus dégagées à l'est de la RBC ;
- Le **potentiel en riothermie** se retrouve principalement à la STEP nord, mais la densité linéique relativement faible autour de celle-ci rend complexe son exploitation via un RDC. Pour les égouts qui



pourraient accueillir de la riothermie, ceux-ci se situent principalement le long du canal, dans le centre ainsi qu'au nord-ouest et à l'est de la RBC ;

- Le potentiel de **récupération de chaleur depuis l'incinérateur** est conséquent et devra être acheminé via des réseaux de chaleur dans les quartiers denses du centre ;
- La grande majorité des sources de **récupération de chaleur fatale (hors incinérateur)** se trouve le long du canal et dans le centre. La contribution de ces ressources restera probablement assez limitée et localisée au sein du bâtiment étant donné le faible potentiel ;
- Le **biogaz** possède un potentiel important mais celui-ci sera principalement produit en dehors de la Région dans des quantités bien plus faibles que le gaz naturel actuellement consommé et vendu au plus offrant. La quantité réellement disponible pour la RBC est donc incertaine et probablement assez limitée ;
- Le **solaire thermique** peut jouer un rôle en RBC au vu de son potentiel ;
- Les **réseaux d'énergie thermique** permettront d'amener de la chaleur dans les quartiers denses où les solutions sont limitées comme dans le centre. Les réseaux de chaleur basse température peuvent être envisagés sur la majorité du territoire de la Région, pour autant que les bâtiments soient équipés afin de se chauffer à basse température..

Certaines technologies ont des potentiels techniques bruts très importants tel que la géothermie, le biogaz, le solaire thermique et l'aérothermie. Il sera nécessaire de prendre en compte les différentes externalités, les coûts et contraintes liées à ces technologies pour identifier les solutions à privilégier et les plus réalistes.

2.3. Approvisionnement des réseaux de chaleur

En mai 2021, afin de transposer certaines dispositions des directives SER et EE, le Gouvernement de la RBC a adopté l'ordonnance relative à l'organisation des réseaux d'énergie thermique et à la comptabilisation de l'énergie thermique qui impose notamment aux gestionnaires de réseau et fournisseurs de transmettre des données annuelles de consommation à l'administration (BE). Le présent état de lieux s'appuie sur les chiffres de l'année 2021. Les données des années précédentes n'ont pas fait l'objet d'un rapportage.

En 2021, la RBC recensait (conformément à la définition de l'ordonnance, c'est-à-dire uniquement les réseaux où il y a vente de chaleur) 6 réseaux de chaleur (voir **Figure 7**) et aucun réseau de froid pour un total de 99 GWh de chaleur fournie aux clients. Il s'agit de réseaux historiques qui se situent sur différentes communes bruxelloises et principalement sur des sites universitaires ou des sites hospitaliers. Un de ces réseaux valorise une partie de la chaleur fatale de l'incinération de déchets. Tous ces réseaux sont principalement approvisionnés au gaz naturel (92%). La part des énergies renouvelables et de la chaleur fatale était respectivement de 4% et 3,7%. En ce qui concerne les technologies, la cogénération assure 4,7% de la chaleur produite. Une cartographie générale de la RBC permet de localiser ces réseaux et de voir l'importance relative de chacun.



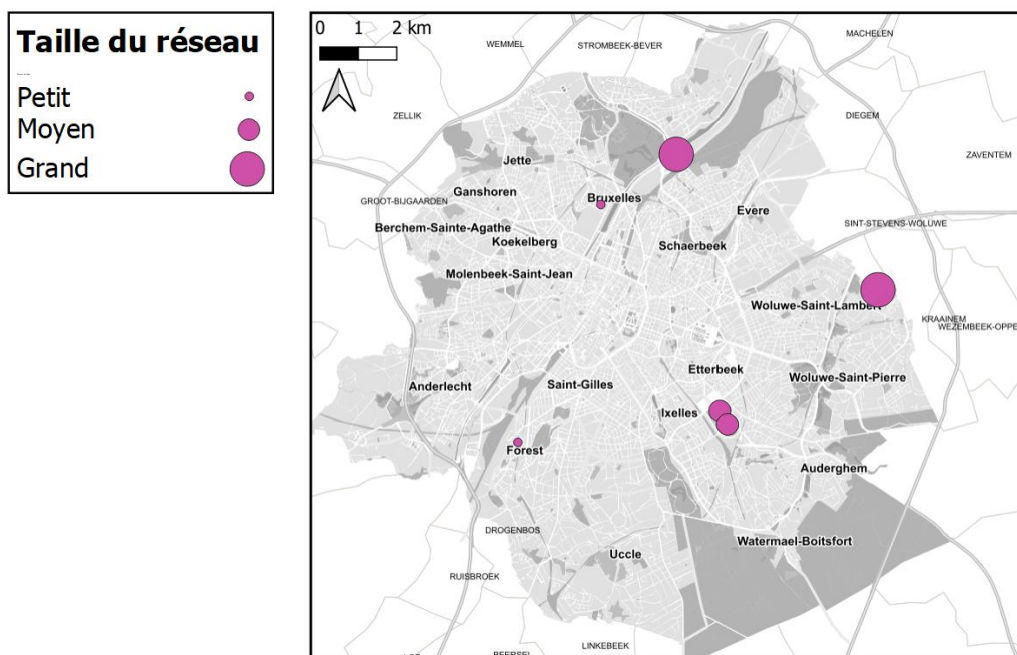


Figure 7 - Localisation et taille relative des 6 réseaux de chaleur existants

3. CARTOGRAPHIE DE LA DEMANDE THERMIQUE DES BÂTIMENTS

Afin de pouvoir obtenir une carte de chaleur et de froid de la Région, la demande thermique de 2021 calculée au **chapitre 1** de cette section a été affectée par typologie de bâtiment. Cette demande moyenne par type de bâtiment a ensuite été validée et calibrée grâce aux données de consommation de gaz rendues disponibles par Sibelga¹¹. Plus d'informations concernant ces différentes étapes sont présentées dans l'*Annexe B*.

Cette analyse statistique a permis de déduire les caractéristiques génériques du bâti de la RBC présentées au **Tableau 4** pour l'année 2021.

¹¹ Afin de conserver la confidentialité des données, les consommations sont rassemblées au sein de building blocks définis par un bloc de bâtiments délimités par les voiries publiques. Il y en a 4321 en RBC.

Building type Climact	Total cooling demand (GWh/a)	
	Specific cooling demand (kWh/m2.a)	
Résidentiel	1.2	0.0
Industriel	61.1	9.6
Commerce (excl. Horeca)	580.2	66.5
Horeca	69.5	35.6
Transport et communication	47.9	55.1
Banques assur et serv.aux entr.	106.6	16.6
Enseignement	18.9	7.7
Soins et santé	69.3	50.0
Culture sports	5.1	1.8
Administration	71.1	18.0
Agro	0.01	0.0
Energie/eau	13.4	10.8
Autres services	5.8	1.1

Building type Climact	Total space heating demand (GWh/a)	
	Specific space heating demand (kWh/m2.a)	
Résidentiel	4525.3	47
Industriel	0.0	0
Commerce (excl. Horeca)	484.2	56
Horeca	182.3	93
Transport et communication	169.4	195
Banques assur et serv.aux entr.	665.2	104
Enseignement	293.5	119
Soins et santé	337.0	243
Culture sports	161.5	58
Administration	593.7	150
Agro	4.5	22
Energie/eau	114.6	92
Autres services	87.0	17

Building type Climact	Total hot water demand (GWh/a)	
	Specific hot water demand (kWh/m2.a)	
Résidentiel	252.4	2.6
Industriel	162.1	25.6
Commerce (excl. Horeca)	44.3	5.1
Horeca	26.7	13.7
Transport et communication	4.2	4.8
Banques assur et serv.aux entr.	17.7	2.8
Enseignement	2.7	1.1
Soins et santé	47.1	34.0
Culture sports	13.3	4.7
Administration	15.9	4.0
Agro	0.3	1.6
Energie/eau	5.6	4.5
Autres services	6.1	1.2

Tableau 4 - Caractéristiques thermiques statistiques du bâti bruxellois

Grâce au jumeau numérique de la RBC, la demande caractéristique ci-dessus a pu être localisée et compilée par bâtiment, puis parcelle cadastrale et enfin par zone d'un hectare afin de générer les cartes ci-dessous.



3.1. Cartographie de la demande de chaleur

Sur base de la carte ci-dessous, il apparaît que le centre et l'ouest à nord-ouest de la RBC sont des zones avec des densités de chaleur au moins trois fois plus importantes que la bordure de la RBC.

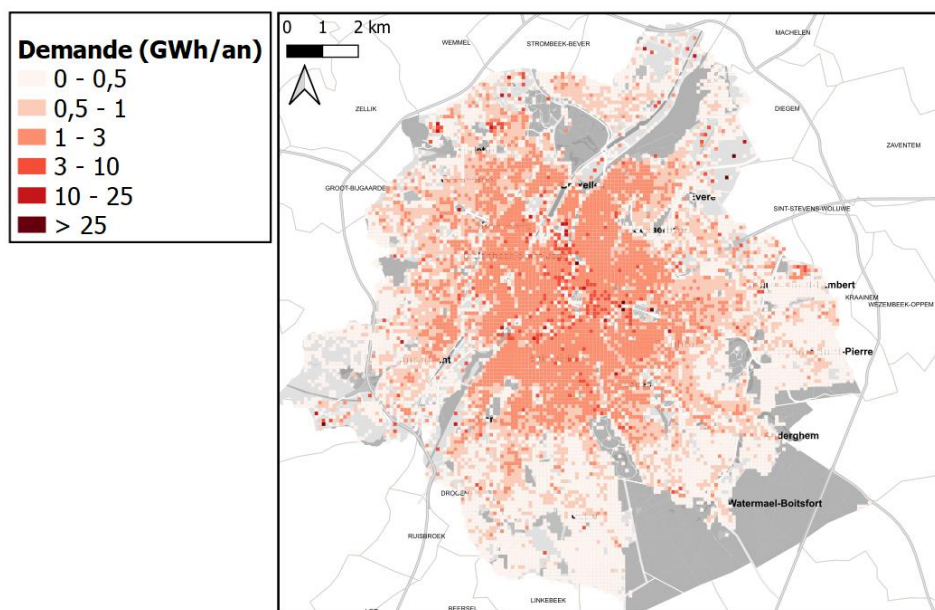


Figure 8 - Heatmap de la Région (granularité d'un hectare)

De manière générale, la répartition géographique de la demande de chaleur en RBC coïncide plutôt bien avec les différents potentiels de chaleur étudiés, même si certaines zones moins denses dans le sud et l'est de la RBC n'ont que peu de ressources disponibles en dehors de la géothermie.

3.2. Cartographie de la demande de froid

La demande de froid est fortement liée aux activités tertiaires de bureaux et donc située principalement dans le centre de la Région et le quartier européen.

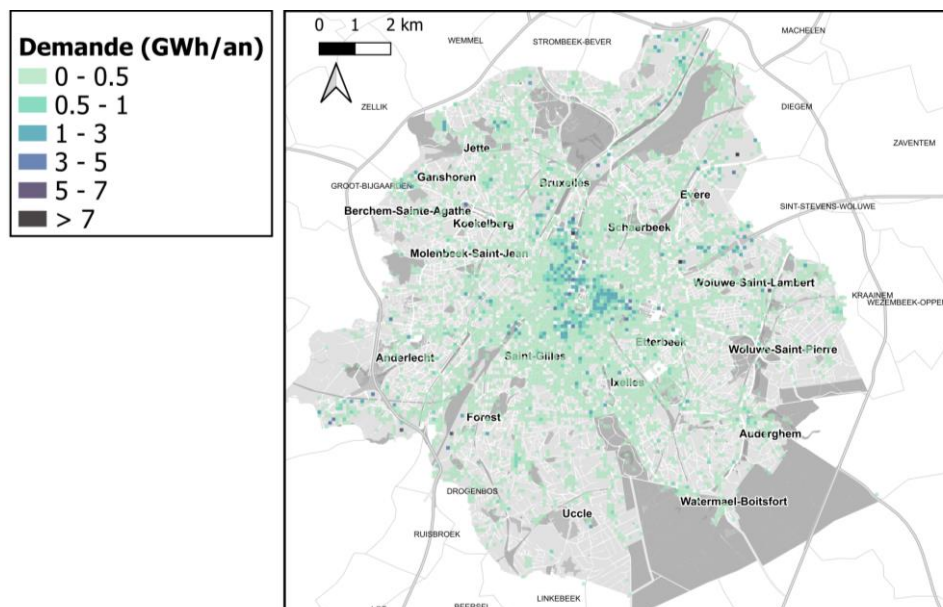


Figure 9 - Heatmap de la Région en froid (granularité d'un hectare)



4. EVOLUTION DE LA DEMANDE DE CHALEUR ET FROID

Afin de déterminer l'évolution de la demande de chaleur et froid, les usages suivants ont été considérés pour le secteur résidentiel : chauffage principal pour les logements existants et pour les logements neufs, chauffage d'appoint, eau chaude sanitaire, conditionnement d'air et réfrigération¹². Pour le secteur tertiaire, les usages sont similaires à l'exception du chauffage d'appoint qui n'est pas considéré. Enfin, pour l'industrie, la chaleur *process*, le froid *process* et le conditionnement d'air sont considérés.

Les principaux facteurs influençant l'évolution de la demande en chaleur et froid en RBC pour les secteurs résidentiels et tertiaires sont les caractéristiques du bâti (nombre et surface moyenne des logements, intensité énergétique du chauffage, etc.), l'impact des rénovations, le mix technologique (chauffage, ECS, cuisson, réfrigération), l'efficacité de chaque technologie, la sobriété dans les usages et la pénétration de l'air conditionné.

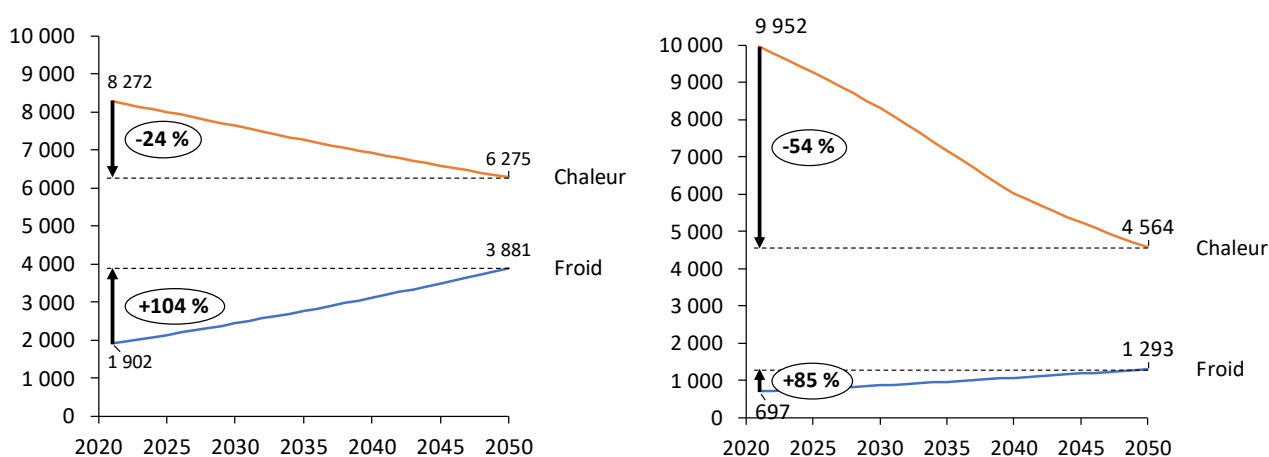


Figure 10 - Evolution de la demande entre 2021 et 2050 - Energie utile (gauche) et finale (droite) [GWh]

L'évolution de la demande de chaleur et froid entre 2021 et 2050 est illustrée à la **Figure 10**¹³, à gauche pour l'énergie utile et à droite pour l'énergie finale. Ces projections sont basées sur les mesures du dernier PACE¹⁴ adopté par le Gouvernement le 27 avril 2023. Plus d'informations sont présentées à l'*Annexe E1*.

Le fait que, sur cette période, l'énergie finale destinée à la production de chaleur décroît plus rapidement que l'énergie utile (et inversement pour le froid) est liée à l'amélioration avec le temps de l'efficacité des technologies utilisées.

¹² La réfrigération inclut également la congélation

¹³ La demande en 2021 en termes d'énergie finale présentée dans ce graphique diffère quelque peu des données présentées dans les tables de la section précédente, les données de projection étant normalisées par rapport à la température, ce qui n'est pas le cas des données présentées dans les tables.

¹⁴ https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/PACE_FR.pdf



OBJECTIFS, STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES ACTUELS

1. RAPPEL DES PRINCIPAUX OBJECTIFS RÉGIONAUX

La RBC entend répondre de façon ambitieuse aux objectifs européens et aux engagements pris lors de l'Accord de Paris.

L'ordonnance du 17 juin 20h21 modifiant l'ordonnance du 2 mai 2013 portant le Code bruxellois de l'Air, du Climat et de la Maîtrise de l'Energie (COBRACE) fixe les principes, le cadre de la politique intégrée air, climat, énergie, sa gouvernance ainsi que les réductions minimales de gaz à effet de serre à atteindre dans le secteur non-ETS par rapport à 2005 :

- 2030 : au moins -40%
- 2040 : au moins -67%
- 2050 : au moins -90%

A Noter que la Région se contraint dans le même texte de loi à réduire ses émissions indirectes de gaz à effet de serre dans les mêmes proportions.

Le chauffage des bâtiments est la principale source d'émissions de gaz à effet de serre en RBC (54% en 2021). Le Gouvernement s'engage depuis de longues années dans des politiques et mesures visant à promouvoir l'efficacité énergétique dans le chauffage des bâtiments et considère avec une intensité croissante sa décarbonation. Ainsi, le Pacte Énergétique interfédéral belge adopté par le Gouvernement régional le 14 décembre 2017 établissait déjà qu' « en 2050, nous ne chaufferons plus nos bâtiments en utilisant des combustibles fossiles, mais en utilisant des technologies telles que pompe à chaleur, réseau de chaleur, géothermie, chauffe-eau solaire, biomasse, gaz d'origine renouvelable »¹⁵.

C'est dans cet esprit et dans le sillage de la loi Climat européenne¹⁶ que le Gouvernement a souhaité remanier son Plan Air Climat Énergie (PACE). Cette initiative a abouti le 27 avril 2023 au terme de trois lectures et de consultations publiques. Les principaux objectifs du PACE pour 2030 sont les suivants :

- Réduire les émissions directes de gaz à effet de serre de 47% par rapport à 2005 ;
- Réduire de 25% la consommation d'énergie finale par rapport à 2005 ;
- Porter la production d'énergie renouvelable à 1250 GWh.

En termes de performance énergétique des bâtiments à l'horizon 2050, le plan s'appuie sur la stratégie de rénovation des bâtiments (Rénolution) et vise à :

- Réduire la consommation moyenne en énergie primaire de l'ensemble du parc de bâtiments résidentiels situés sur le territoire de la Région à 100 kWh/m²/an. Pour les OIP, cet objectif est à atteindre sur l'ensemble du parc de logements dès 2040 ;
- Tendre vers le zéro émission pour le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire, le refroidissement, l'éclairage, et l'électricité dans les bâtiments tertiaires. Pour les bâtiments publics, cet objectif est à atteindre en 2040.

2. PRÉSENTATION DES MESURES PRINCIPALES

Le PACE est l'instrument de planification des mesures air, climat, énergie du Gouvernement de la RBC. L'ensemble du plan et les mesures adoptées en avril 2023 sont disponibles sur le site de Bruxelles Environnement¹⁷. Ci-après, nous présentons une sélection de mesures plus spécifiquement en lien avec l'étude obligatoire visant l'évaluation complète du potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en vertu de l'article 14 de la directive 2012.27/UE.

¹⁵ Source : « Pacte énergétique Interfédéral Belge - Une vision commune pour la transition » 2017, page 13.

¹⁶ RÈGLEMENT (UE) [2021/1119](#) DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique

¹⁷ Voir la page web : <https://environnement.brussels/citoven/nos-actions/plans-et-politiques-regionales>



2.1. Mesures visant l'accélération de la rénovation des bâtiments

Le défi de rénovation est considérable car les logements bruxellois se situent aujourd'hui majoritairement dans les classes énergétiques E, F et G. Pour relever ce défi, la RBC met en place, d'ici 2026, un système d'obligations comprenant les dispositions reprises au Tableau 5.

Tableau 5 - Echéances des rénovations du résidentiel.

Echéance	Obligation
2030	Réalisation du certificat PEB de l'habitation
2033	Les unités PEB résidentielles les plus énergivores devront avoir effectué un saut de classe(s) et atteindre une consommation maximale de 275 kWh/m ² /an (plus de PEB G et F).
2043	Les unités PEB résidentielles de classe D et E devront faire l'objet d'une rénovation énergétique pour atteindre l'objectif final de performance énergétique, soit maximum 150 kWh/m ² par an (atteindre un PEB C).

Pour les logements collectifs, les propriétaires seront responsables du respect des échéances pour les travaux à l'échelle de leur bien, et les rénovations impliquant l'ensemble du bâtiment incomberont à la copropriété.

De manière similaire aux obligations imposées aux bâtiments résidentiels, les bâtiments tertiaires se verront imposer la détention d'un certificat PEB. Un outil de certification tertiaire devrait être opérationnel en 2025, toutes affectations confondues. Un système d'obligation pour le tertiaire privé similaire à celui exposé pour le secteur résidentiel sera également mis en place d'ici 2025.

2.2. Exemplarité des pouvoirs publics

Les bâtiments publics doivent en particulier jouer un rôle moteur dans l'accélération du taux de rénovations profondes de la Région. La stratégie de rénovation RENOLUTION identifie plus particulièrement le renforcement des exigences PEB pour les bâtiments des pouvoirs publics soumis à rénovation lourde et la location et l'acquisition de bâtiments performants par les pouvoirs publics :

- À partir du 31/12/2026, toute nouvelle construction appartenant, occupée ou destinée à être occupée par un pouvoir public devra atteindre l'objectif « zéro-émission » et devra être équipée d'une installation de production d'énergie à partir d'énergie solaire ;
- D'ici le 1er janvier 2030, les pouvoirs publics régionaux et locaux n'acquièrent ou ne prennent en location que des bâtiments à consommation « zéro énergie », et que des bâtiments zéro émission à partir du 1er janvier 2030 ;

Pour accompagner les pouvoirs publics régionaux, locaux et communautaires (COCOF, VGC, et COCOM) dans la transition de leur parc de bâtiments, le Gouvernement a lancé le programme Rénoclick d'accompagnement et de financement, en collaboration avec Bruxelles Environnement et Sibelga. Le programme entend soutenir le rôle d'exemplarité des pouvoirs publics locaux et régionaux grâce aux services et appuis mis à disposition via le renforcement d'un One Stop Shop mis en place par Sibelga et à une contribution au financement partiel des travaux.

2.3. Sortie des combustibles fossiles

La sortie progressive des énergies fossiles est essentielle pour respecter les engagements à l'horizon 2050. Dans le PACE, le Gouvernement conçoit l'action régionale des prochaines années autour des échéances suivantes :

2025

- Interdiction du placement de nouvelles installations ou de remplacements d'appareils de chauffage aux combustibles liquides ;



- Accélération de la fin du soutien (certificats verts) aux nouvelles unités de cogénération fonctionnant au gaz naturel ;
- Suppression du tarif préférentiel de raccordement au gaz ;
- Obligation d'installation d'appareils de chauffage fonctionnant à partir de sources renouvelables ou raccordement à un réseau de chaleur efficace pour les nouvelles constructions et les unités PEB assimilées à du neuf.

2030

- Obligation d'installation d'appareils de chauffage fonctionnant à partir de sources renouvelables ou raccordement à un réseau de chaleur efficace pour les rénovations lourdes.

2035

- Interdiction de l'utilisation d'appareils de chauffage aux combustibles liquides de plus de 15 ans. Combinée à l'interdiction d'installation dès 2025, ceci aboutit à une interdiction générale, des combustibles liquides pour le chauffage, en 2040.

Par ailleurs, un groupe de travail (Task Force 2050) associant le régulateur (Brugel) et le gestionnaire (Sibelga) des réseaux électriques et de gaz est prévu par le plan et a d'ores et déjà été mis en place en juillet 2022 afin d'étudier comment et à quelles conditions décarboner l'approvisionnement en chaleur et en froid au niveau de la Région. Les résultats des travaux et réflexions émanant de cette Task Force ont vocation à éclairer le Gouvernement sur les orientations possibles en ce compris en ce qui concerne l'évolution du réseau de gaz naturel à moyen et long terme.

2.4. L'innovation au service de la transition énergétique

Afin de veiller à l'innovation permanente des mesures mises en place par le Gouvernement, un laboratoire de rénovation durable du bâti bruxellois, baptisé « RenoLab » a été créé. Celui-ci stimule l'innovation à l'aide de plusieurs méthodes concrètes :

- Lancement d'appels à projets pour tester et faire évoluer les outils liés à la rénovation développés par la RBC.
- Lancement d'appels à projets sur des thématiques bien déterminées (acoustique, matériaux, HVAC, réseaux de chaleur...) afin de récolter un maximum d'informations à leur sujet et de pouvoir, le cas échéant, développer les stratégies de mises en œuvre les plus pertinentes.
- Lancement d'appels à projets concernant un public cible (copropriétaires, par exemple) dans le but, à nouveau, d'analyser, d'observer et de proposer des modifications aux mesures qui y sont liées.

Ce laboratoire assure une gestion continue de ces données et les met à disposition des acteurs de la rénovation. Il sert également de plateforme d'échanges dans laquelle ces derniers peuvent partager leurs expériences et bonnes pratiques.



ANALYSE DU POTENTIEL ECONOMIQUE D'EFFICACITE EN MATIERE DE CHALEUR ET DE FROID

1. SOLUTIONS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DE CHALEUR ET DE FROID

Ce chapitre évalue le **potentiel réaliste** des différentes technologies pour la RBC afin de répondre aux besoins de chaleur et de froid d'ici à 2050. On entend par potentiel réaliste, le potentiel de chaleur et de froid renouvelable et de récupération qu'il serait envisageable de déployer dans les années à venir sur base d'hypothèses concernant différentes contraintes :

- **Disponibilité** : pour les technologies de combustion (haute température), il s'agit d'hypothèses concernant la disponibilité de la ressource ;
- **Contexte** : il s'agit des obstacles opérationnels et juridiques au déploiement des technologies;
- **Secteur** : des hypothèses d'évolution et de croissance des secteurs (main d'œuvre) dans les années à venir afin de pouvoir déployer les technologies.

Il est important de noter que ce potentiel reste une **estimation** qui fournit un ordre de grandeur et qui devra être réévalué en fonction du taux d'installation effectif ainsi que de l'évolution des contraintes prises en compte.

Le tableau suivant résume les résultats obtenus pour l'évaluation de ce potentiel en chaleur et en froid. Plus d'informations et de détails sont présentés dans l'*Annexe C*.

Régime de T°C		Potentiel réaliste (horizon 2050) – Energie utile		
		P (MW)	E (GWh/an)	Ratio réaliste / brut
Demande en CHAUD		4 156	6 275	(-24%)
BT	Géothermie fermée	444	821	3,5%
	Géothermie ouverte	124	229	11,3%
	Aérothermie	1 501	2 251	45,7%
	Aquathermie	29	86	11,7%
	Riothermie	15	75	39,4%
	Métro	3	15	50%
	Réfrigération	33	13	50%
	Parkings souterrains	1	6	50%
	HT	Incinérateur	57	285
Biogaz		261	483	4,6%
Biomasse solide		42	85	/
Mixte	Solaire thermique	50	22	0,3%
Demande en FROID		1700	3 121	(+64%)
BT	Géothermie fermée	444	821	3,5%
	Géothermie ouverte	124	229	11,3%
	Aquathermie	0	0	/
HT	Riothermie	13	20	100%
	Parkings souterrains	1	6	50%

Tableau 5 - Potentiels réalistes pour les sources d'EnRR en chaleur et en froid

La somme de ces différents potentiels réalistes ne permet pas de répondre à la demande en chaleur attendue à l'horizon 2050. Il manque environ 2 TWh d'énergie utile qui, si tous les potentiels réalistes étaient accomplis, devraient être couverts par des énergies fossile et/ou par du chauffage ou de la production d'eaux chaude



sanitaire via électrification directe. Il apparaît donc important de développer toutes les technologies et de lever un maximum de contraintes afin d'augmenter ce potentiel réaliste pour pouvoir répondre à la demande de chaleur à l'horizon 2050 entièrement à l'aide de technologies renouvelables et efficaces pour ainsi atteindre les objectifs de neutralité climatique.

Ci-dessous un aperçu des principales hypothèses pour l'évaluation du potentiel réaliste des technologies.

Géothermie

La géothermie, malgré son potentiel technique brut de plus de 25 TWh, ne fournirait qu'environ 1 TWh d'énergie, soit un peu plus de 15% de la demande en chaleur estimée pour 2050. Pour estimer ce potentiel réaliste, le critère principal considéré est **l'évolution de son niveau d'installation**. Une croissance ambitieuse de la puissance installée de 20% par an pendant 10 ans suivi d'un taux d'installation constant a été considéré.

Aérothermie

L'aérothermie possède le potentiel réaliste le plus important avec 2,2 TWh soit plus d'un tiers de la demande en chaleur estimée pour 2050, alors que son potentiel technique brut avoisine les 5 TWh, ce qui représenterait donc 46% de ce potentiel. L'évaluation du potentiel réaliste d'aérothermie se fait en considérant un **taux de croissance de 10% par an du nombre d'installations annuelles pendant 10 ans** puis le maintien d'un taux d'installation constant jusqu'à 2050. Au vu de l'importance de ce potentiel et de son impact sur le réseau électrique lorsque les températures extérieures chutent en dessous de zéro degrés, il sera nécessaire d'évaluer l'impact sur le réseau de distribution d'électricité en cas de forte pénétration de cette technologie.

Aquathermie

Le potentiel réaliste d'aquathermie en RBC est faible avec 86 GWh malgré un potentiel technique brut relativement important. Cette technologie en est actuellement dans ses prémices de développement et ne permet donc pas actuellement d'envisager une pénétration plus importante, le potentiel réaliste représentant un peu plus de 1% de la demande en chaleur estimée pour 2050. Ce potentiel a été déterminé sur base de projets pilotes (5 projets implémentés en 2025) et d'une hypothèse sur la croissance (10% par an pendant 10 ans). Ceci permettrait d'atteindre un peu plus de **11% du potentiel technique brut d'ici 2050**.

Riothermie

La riothermie possède un potentiel réaliste assez faible avec 75 GWh soit un peu plus de 1% de la demande en chaleur estimée pour 2050. **Valoriser tout le potentiel des collecteurs d'égouts semble accessible et réaliste**. En ce qui concerne les STEP, le potentiel ne sera pas facile à valoriser au vu des difficultés techniques pour équiper les STEP de systèmes de récupération et à cause que la localisation de celles-ci, relativement loin des consommateurs de chaleur. Il paraît donc envisageable d'atteindre **20% du potentiel des STEP d'ici 2030**, sans évolution supplémentaire d'ici 2050.

Chaleur fatale et de récupération

Différentes sources sont à considérer pour la récupération de chaleur fatale.

- Incinérateur : **tout le potentiel** de l'incinérateur peut être valorisé d'ici 2050.
- Métros : possibilité d'équiper 10 stations de métro d'ici 2030 et **50% des 59 stations en 2050**.
- Réfrigération : possibilité d'équiper 20% des sites d'ici à 2030 et **50% d'ici 2050**
- Parkings souterrains : possibilité de valoriser 20% du potentiel 2030 et **50% d'ici 2050**. Aucun projet de récupération de chaleur des parkings souterrains n'étant connu à ce jour, il sera nécessaire de valider que cette chaleur peut bien être valorisée par exemple via des projets pilotes.

Alors que l'incinérateur représente un potentiel réaliste intéressant avec 285 GWh soit un peu moins de 5% de la demande en chaleur de 2050, les autres sources de récupération sont plus anecdotiques avec un total estimé de 34 GWh soit moins de 1% de la demande de chaleur en 2050.

Biomasse solide



Les principales contraintes pour la biomasse restent l'impact sur la qualité de l'air, la nécessité d'un espace de stockage, les contraintes liées au charroi et la disponibilité locale de la ressource. Ceci ne permet pas de considérer la biomasse solide comme ayant un potentiel réaliste important. Ce potentiel est estimé en considérant un **taux de croissance de 10% par an de la production de chaleur pendant 10 ans**, ce qui fournit une estimation de 85 GWh, soit un peu plus de 1% de la demande en chaleur pour 2050.

Biogaz

Le potentiel réaliste du biogaz est relativement faible pour la RBC avec 483 GWh, ce qui en ferait tout de même la troisième source de chaleur en 2050. Mais ce potentiel ne pourrait couvrir qu'environ 8% de la demande en chaleur à l'horizon 2050. Ce potentiel a été estimé sur base du potentiel d'injection de biogaz dans le réseau en Belgique, en prenant le prorata des consommations de gaz naturel de 2021 en RBC par rapport à la consommation totale belge de gaz naturel.

Hydrogène et e-méthane

Il n'y a pas de potentiel réaliste pour l'hydrogène et l'e-méthane verts dans le chauffage des bâtiments. Si ces molécules vertes seront nécessaires pour la transition, leur disponibilité, leur coût (absolu et relatif par rapport aux autres systèmes de chauffage) et les obligations/objectifs de décarbonation de l'industrie et du transport longue distance impliquent qu'elles seront utilisées par ces secteurs qui ne disposent pas d'autres alternatives ou difficilement électrifiables¹⁸.

Solaire thermique

Le potentiel réaliste du solaire thermique en RBC est anecdotique avec 22 GWh malgré un potentiel technique brut très élevé et supérieur à la demande de chaleur pour 2050. Ceci s'explique principalement par la concurrence du solaire photovoltaïque pour l'espace en toiture, ce dernier bénéficie d'un cadre extrêmement favorable grâce aux certificats verts. Le critère utilisé pour évaluer ce potentiel réaliste est le taux de surface installée annuellement qui est limité à **2500 m²/an pendant 25 ans**, ce qui permettrait d'installer un total de 17 500 m² et 62 500 m² d'ici 2030 et 2050 respectivement.

2. COÛTS DES TECHNOLOGIES

Aux fins de l'analyse coûts-bénéfices du **chapitre 4**, les éléments suivants sont définis :

- Les **segments** de demande ;
- Les **coûts**, financiers et économiques, des technologies, par segment identifié ci-dessus ;

2.1. Définition des segments

Deux caractéristiques ont été prises en compte pour définir les segments de demande, qui sont au nombre de 9:

- Le secteur d'activité lié à la demande (résidentiel, tertiaire et industriel) ;
- La taille de la parcelle cadastrale (petite, moyenne et grande).

Le critère utilisé pour définir la taille des parcelles cadastrales est la puissance de l'installation technique :

- Puissance installée < 20kW → segment petit ;
- 20kW ≤ Puissance installée < 50 kW → segment moyen ;
- 50kW ≤ Puissance installée → segment grand.

2.2. Méthodologie de calcul des coûts

Une étude détaillée des coûts par MWh de chaque technologie de production de chaleur et pour chaque taille de parcelle cadastrale tel que définie au chapitre précédent (petit, moyen et grand) a été effectuée. Elle est reprise dans l'*Annexe D*. Pour chaque technologie il y a donc trois prix différents en fonction de la taille de l'installation

¹⁸ https://document.environnement.brussels/opac_css/electfile/NOT_202303_hydrog%C3%A8ne_clean.docx



qui décroissent avec la taille de cette dernière (une petite installation coûte plus cher par unité de chaleur produite qu'une grande, cette dernière profitant d'effet d'échelles).

Pour évaluer le coût de chaque technologie, les composantes suivantes ont été considérées, sur base des coûts et des facteurs d'émission de 2023 :

- Coûts d'**énergie primaire** ;
- Coûts d'**investissement** dans les systèmes de captation (sondes, échangeurs, etc.) et de conversion (PAC, chaudières, échangeurs et chauffage électrique direct) ;
- Coûts d'**opération et maintenance** ;
- **Externalités** pour l'analyse économique: coûts des émissions (CO2 et polluants), avantage pour l'emploi.

Les coûts financiers englobent les trois premiers coûts, tandis que les coûts financiers englobent en plus des trois premiers coûts également les externalités.

L'analyse coût-bénéfice est réalisée sur un horizon de 25 ans. Les différentes composantes de coûts sont ramenées à une valeur unitaire (exprimée en €/MWh) en considérant la quantité d'énergie produite sur la durée de vie de la technologie, ainsi que la dépréciation des coûts futurs.

Une étude détaillée des coûts des réseaux de chaleur a également été effectuée et est reprise dans l'*Annexe D*. Les hypothèses sont brièvement résumées ici. Un réseau de chaleur (RDC) se caractérise par trois grandeurs :

- La puissance d'injection de la production (en MW) ;
- La densité linéique (en MWh/m) ;
- Les pertes de chaleur (distribution et chaufferie) exprimées en %.

Les pertes totales dans un réseau sont principalement liées à sa configuration, c'est-à-dire à la température de distribution (haute ou basse) et à la longueur des tuyaux, peu importe que la demande soit forte ou faible. Mais ramené à un coût par MWh, plus la demande sera importante, plus le coût au MWh sera faible.

Tous les coûts spécifiques et caractéristiques techniques peuvent être exprimés relativement aux trois grandeurs caractéristiques évoquées précédemment, ce qui permet d'identifier les coûts d'un raccordement à un RDC pour chaque zone de la Région. Le coût du réseau est donc dépendant de la demande et de la zone où l'on se trouve.

Les coûts liés à la chaufferie sont ceux des technologies localisées et décentralisées. On considère que les chaufferies des réseaux se sourcent avec les technologies suivantes :

- Basse température : géothermie fermée (disponibilité la plus grande) ;
- Haute température : technologie ayant les coûts totaux les plus bas entre cogénération biogaz, chaudière biogaz et chaudière biomasse ;
- Incinérateur : coûts de récupération de l'incinérateur (15% du prix du gaz naturel¹⁹).

2.3. Coût par segment

La **Figure 11** montre les coûts financiers par technologie pour tous les segments sur base des différentes analyses de sensibilité sur les prix de l'énergie (prix extrapolé en 2050, avril 2022 et avril 2023). Le coût des différentes technologies est principalement influencé par les coûts des vecteurs énergétiques.

Il est important de noter que dans le cadre des hypothèses formulées pour le scénario bottom-up (voir **chapitre 3.2**), toutes les technologies ne sont pas accessibles à tous les segments, par exemple la géothermie ouverte est réservée aux bâtiments dont la puissance est supérieure à 140 kW. Au sein d'un même segment, toutes les parcelles cadastrales n'ont pas non plus accès à toutes les technologies. Par exemple pour les technologies telles que l'aquathermie, il faudra que la parcelle se trouve à proximité d'un plan d'eau, et pour la géothermie, il faudra que la parcelle dispose d'un espace extérieur pour les forages. La liste complète des contraintes et conditions d'accès à chacune des technologies se trouve à l'annexe E2.

¹⁹ La chaleur fatale de l'incinérateur est considérée comme gratuite, le seul coût est celui du recours au gaz naturel lorsque l'incinérateur est indisponible. Cette valeur de 15% est basée sur le taux de disponibilité de l'incinérateur (85% - <https://www.nrdc.org/bio/rachel-fakhry/myth-247365-power-plant>), le gaz naturel est donc en général utilisé en remplacement 15% du temps.



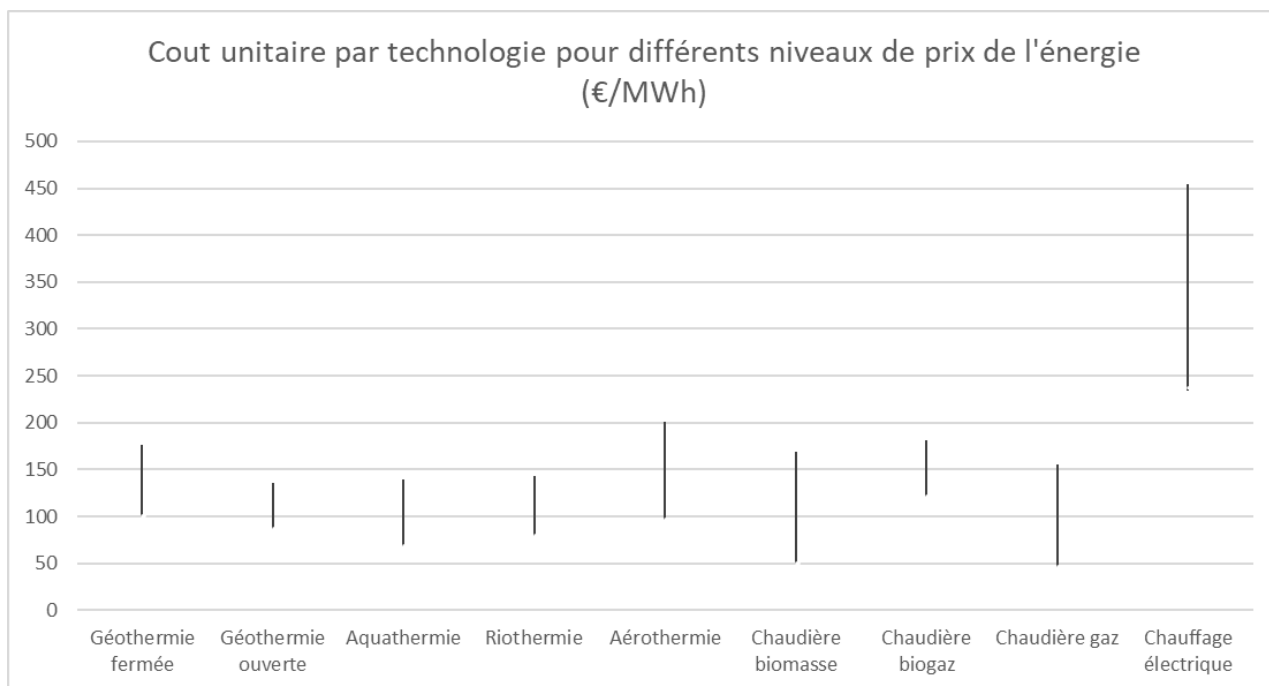


Figure 11 – Cout financier des technologies pour tous les secteurs et toutes les tailles

En dehors des technologies ci-dessus, deux technologies se distinguent avec des couts très faibles, la récupération de chaleur perdue (basse température à 24 €/MWh) et la chaleur fournie par l'incinérateur (57 €/MWh). Ces technologies, même si leur potentiel est limité, semblent donc à priori des technologies à implémenter directement partout où elles sont disponibles. Sur base des analyses de sensibilité sur les couts de l'énergie, la biomasse a des couts comparables aux chaudières au gaz naturel et 3 autres technologies ont également des couts comparables sauf lorsque le prix du gaz est au plus bas (prix d'avril 2022), il s'agit de l'aquathermie, de la riothermie et de la géothermie ouverte. La géothermie fermée et l'aérothermie sont des technologies plus chères, avec l'aérothermie qui reste la technologie (en dehors du chauffage électrique direct) la plus sensible aux fluctuations du prix de l'électricité.

Dans tous les cas, le chauffage électrique direct est extrêmement cher, celui-ci étant sur 25 ans, entre 2 et 9 fois plus cher que les autres technologies étudiées.

En ce qui concerne le cout économique des technologies, c'est-à-dire le cout incluant les externalités, ceux-ci varient peu par rapport au cout financier en dehors de la biomasse et la chaudière au gaz naturel. Si la biomasse peut paraître intéressante dans certains cas et surtout pour des grandes installations dont le cout des plaquettes est faible, l'impact des émissions de particules fines est très important et a été évalué à presque 200 €/MWh. Ceci en fait donc une technologie peu pertinente en RBC sans réglementation stricte concernant les émissions de polluants atmosphériques. Pour les chaudières au gaz naturel, la prise en compte des externalités confirme la nécessité de sortir des combustibles fossiles.

3. SCÉNARIOS DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIFS

Cette section met en avant 4 scénarios pour répondre à la demande en chaleur et en froid en 2050 tel qu'estimée au **chapitre 4** de la première section.

3.1. Scénario de référence (WAM)

Ce premier scénario est une estimation de l'évolution la plus probable de l'offre renouvelable pour répondre à la demande en 2050. Ce scénario de référence, appelé WAM, est une extrapolation jusqu'en 2050 des projections des consommations à l'horizon 2040, établies par Bruxelles Environnement dans le cadre du Règlement Gouvernance, projections mises à jour avec les dernières mesures définies dans le PACE.



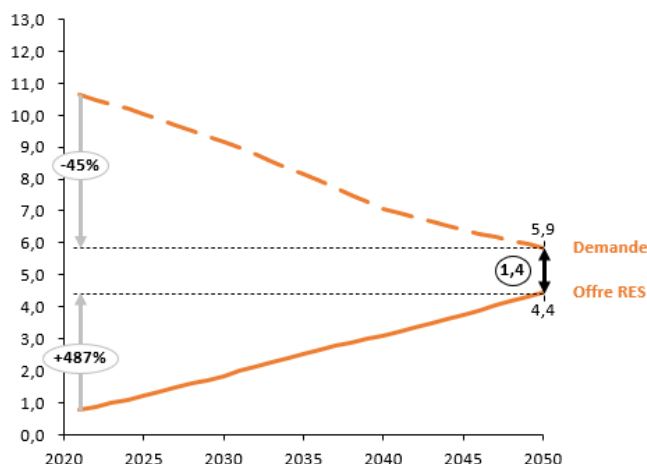


Figure 12 – Scénario WAM – Evolution de l'offre et demande en chaleur et en froid – Energie finale [TWh]

La **Figure 12** illustre l'évolution de la demande en chaleur et froid (énergie finale), ainsi que l'offre renouvelable (offre SER) disponible pour répondre à cette demande. Cet exercice permet d'estimer la quantité d'énergies fossiles encore nécessaire en 2050 dans ce scénario de référence. A l'horizon 2050, il resterait **1,4 TWh d'énergies fossiles**, soit 25% de la demande. L'offre SER dans le scénario de référence atteint 86 % (en 2030) et 77 % (en 2050) du potentiel réaliste estimé pour les technologies renouvelables et de récupération en RBC.

Les deux figures ci-dessous illustrent le mix technologique attendu et permettent de considérer l'accroissement des technologies renouvelables nécessaire. Dans ce scénario, l'électrification directe attendue pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire est également très importante avec **1,3 TWh** sur les 2,5 TWh d'électricité renouvelable, le reste étant de l'électricité pour la production de froid. Les 1,1 TWh de chaleur/vapeur proviennent principalement des PAC (0,9 TWh comme l'indique le graphique de droite).

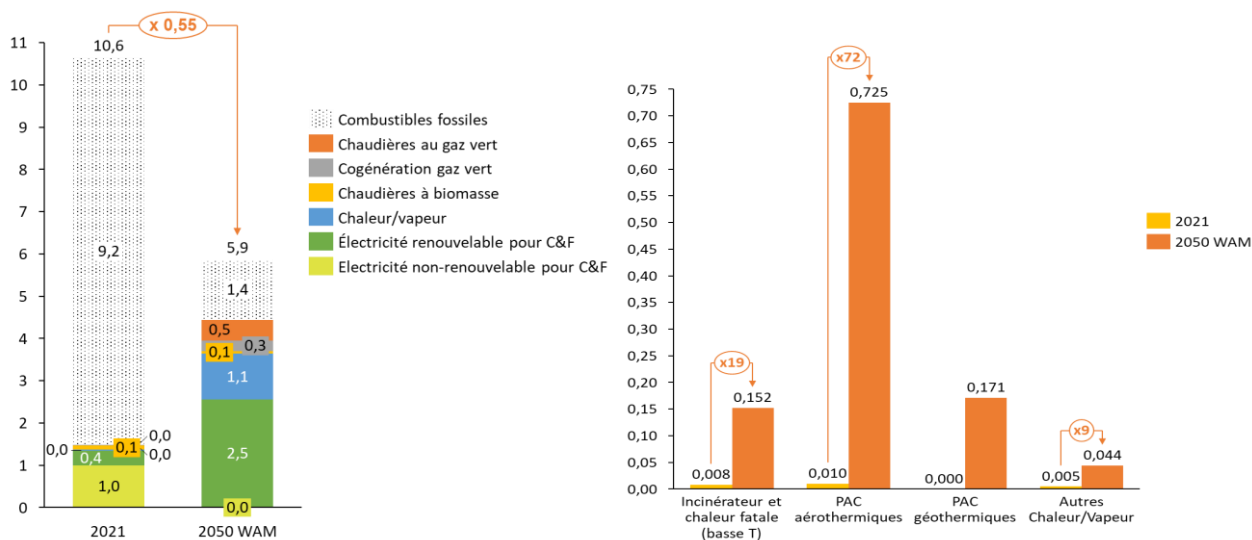


Figure 13 – Approvisionnement énergétique final des combustibles fossiles et des énergies renouvelables pour 2021 et 2050 WAM (à gauche) et par technologie (à droite) [TWh]

Le scénario de référence est détaillé dans l'Annexe E1.



3.2. Scénarios alternatifs

Trois scénarios alternatifs permettent d'atteindre entièrement (pour les deux premiers) ou presque entièrement (pour le troisième) les objectifs de neutralité carbone de la RBC. Deux de ces scénarios ont été construits selon une approche top-down (combustibles verts et récupération) et un scénario a été construit selon une approche bottom-up.

- Approche **top-down** : il s'agit de concevoir un mix technologique au niveau de la Région afin de répondre à la demande, sans tenir compte des contraintes locales. L'objectif est de répondre à une demande sur base d'un mix technologique choisi. Dans cette approche, en dehors de l'incinérateur, les réseaux de chaleur n'ont pas été considérés.
- Approche **bottom-up** : il s'agit d'une simulation reposant sur le principe où le choix est laissé à chaque consommateur (parcelle cadastrale) d'utiliser la technologie accessible (voir annexe E2 pour la liste des technologies disponibles par parcelle) la moins chère, que ce soit individuellement ou collectivement via un réseau de chaleur. Il s'agit donc du choix de technologie que ferait chaque parcelle cadastrale si ce choix était uniquement basé sur le coût financier, évalué sur une période de 25 ans, si l'accès au capital n'était pas un problème et sans tenir compte de la technologie actuellement utilisée sur la parcelle. Cette approche permet de prendre en compte les contraintes locales d'accessibilité aux différentes technologies mais peut s'avérer irréaliste à un niveau plus macro notamment pour cause de disponibilité de la ressource ou encore de pollution de l'air.

Les deux scénarios top-down sont détaillés dans l'Annexe E1, et le scénario bottom-up dans l'Annexe E2. Ces scénarios ne constituent pas en soi des objectifs à atteindre ou ne présupposent pas d'une certaine désirabilité. Ils permettent d'évaluer certains impacts, contraintes et opportunités relatives à un certain mix technologique.

Scénario « Combustibles verts »

Dans ce scénario top-down, le mix technologique non-fossile du scénario WAM est réutilisé et des combustibles verts remplacent les 1,4 TWh d'énergie fossile. Le gaz vert et de la biomasse deviennent les technologies dominantes. Ce scénario alternatif permet donc de répondre à la demande de chaleur et de froid à l'horizon 2050 entièrement à l'aide de sources d'énergie renouvelables en ayant principalement recours à des sources d'énergie qui peuvent utiliser les réseaux énergétiques (le réseau gazier) et l'infrastructure énergétique (chaudières) existants²⁰.

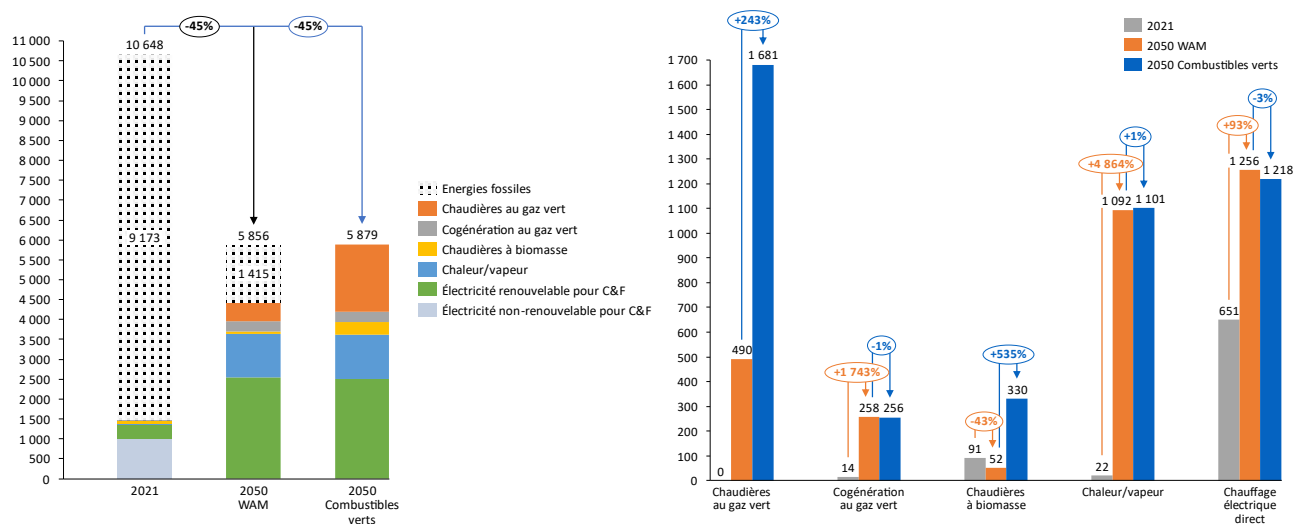


Figure 14 – Approvisionnement énergétique final des combustibles fossiles et des énergies renouvelables pour 2021, 2050 WAM et 2050 Combustibles verts (à gauche) et par technologie (à droite) [GWh]

²⁰ C'est le cas du biogaz (épuré), du e-méthane et de la biomasse solide mais pas de l'hydrogène pour lequel le réseau et les infrastructures doivent être adaptés.



La **Figure 14** montre le mix technologique pour ce scénario alternatif pour 2050 en énergie finale, comparé à l'offre en 2021 et à l'offre WAM en 2050. Comme le montre le graphique, l'écart dans ce scénario alternatif est principalement couvert par les chaudières à gaz vert, la cogénération au gaz vert et les chauffages à biomasse qui sont toutes des technologies **peu efficaces**. Ce scénario requiert des quantités de gaz vert importantes, qui au vu du potentiel réaliste estimé au **chapitre 1** précédent semble **peu probable**.

Scénario « Récupération de chaleur »

Dans ce scénario top-down, le mix technologique non-fossile du scénario WAM est réutilisé et la récupération de chaleur remplace les 1,4 TWh d'énergie fossile. Les pompes à chaleur deviennent la technologie dominante. Ce scénario alternatif permet de répondre à la demande de chaleur et de froid à l'horizon 2050 entièrement à l'aide de sources d'énergie renouvelables en capitalisant sur des technologies caractérisées par des rendements (Scop) particulièrement avantageux. Les technologies suivantes, principalement alimentées par l'électricité et la récupération de chaleur, sont au cœur de ce scénario alternatif : (i) pompes à chaleur aérothermiques, (ii) pompes à chaleur géothermiques, (iii) pompes à chaleur rio- et aquathermiques, (iv) installations thermiques solaires et (v) installations de récupération thermique (incinérateur, chaleur fatale).

La **Figure 15** montre le mix technologique pour ce scénario alternatif en 2050 en énergie finale, comparé à l'offre en 2021 et à celle du scénario WAM en 2050. Comme on peut le voir sur le graphique, l'écart dans ce scénario alternatif est principalement couvert par différentes technologies de pompe à chaleur **très efficaces** avec des rendements bien supérieurs à 100% et des systèmes de récupération de chaleur qui permet de valoriser de la chaleur perdue. Ceci résulte en une énergie finale du scénario alternatif **significativement inférieure** au scénario WAM. Les augmentations des différentes technologies par rapport au scénario WAM sont relativement limitées en dehors des PAC aérothermiques.

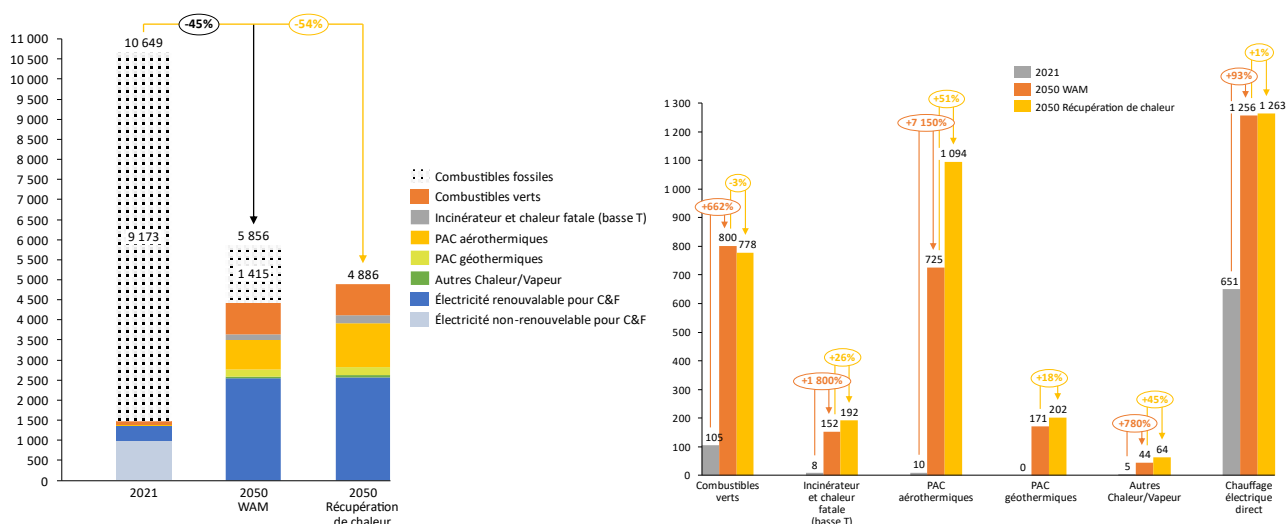


Figure 15 – Approvisionnement énergétique final par les combustibles fossiles et les énergies renouvelables pour 2021, 2050 WAM et 2050 Récupération de chaleur (à gauche) et par technologie (à droite) [GWh]

Scénario « Bottom-up »

Dans ce scénario bottom-up, les mix technologiques individuels sont agrégés au niveau de la Région pour obtenir une vue globale du mix technologique. Ce scénario permet de répondre à la majorité de la demande de chaleur et de froid à l'horizon 2050 à l'aide de sources d'énergie renouvelables. Ce scénario se distingue par un mix énergétique important en faisant appel à toutes les technologies : (i) pompes à chaleur géothermiques, (i) pompes à chaleur rio- et aquathermiques, (iii) pompes à chaleur aérothermiques, (iv) installations de récupération thermique (incinérateur, chaleur fatale), (v) les chaudières à gaz vert, (vi) la cogénération au gaz vert, et (vii) les chauffages à biomasse.

La **Figure 16** montre le mix technologique pour le scénario Bottom-up en 2050 en énergie finale, comparé à l'offre en 2021 et à celle du scénario WAM en 2050. Comme on peut le voir sur le graphique, la part d'énergies fossiles est inférieure par rapport au scénario WAM et l'écart est principalement couvert par une augmentation des



cogénérations au gaz vert et une diminution de l'électricité renouvelable utilisée directement pour la production de chaud, le chauffage électrique direct étant une technologie très chère (voir **chapitre 2.3**). Chaque MWh de gaz injecté dans les cogénérations génère environ 0.6 MWh de chaleur et 0.3 MWh d'électricité. Dans le scénario bottom-up, l'augmentation de l'énergie finale nécessaire est donc compensée par un bénéfice indirect (et non représenté sur le graphique) : la production d'électricité renouvelable (gaz vert dans la cogénération).

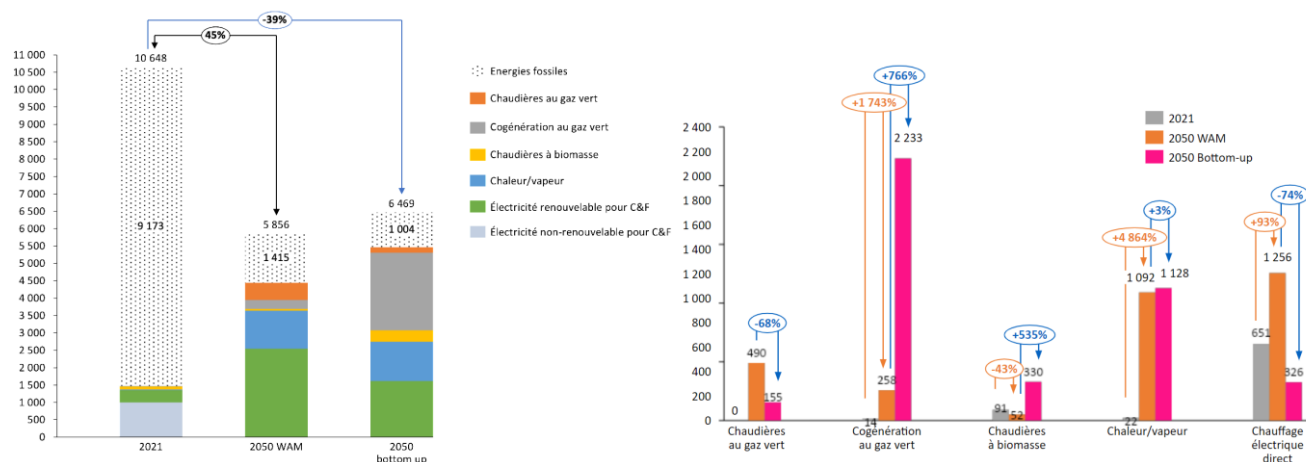


Figure 16 – Approvisionnement énergétique final par les combustibles fossiles et les énergies renouvelables pour 2021, 2050 WAM et 2050 Bottom-up (à gauche) et par technologie (à droite) [GWh]

La **Figure 17** (ci-dessous) représente un aperçu de la technologie dominante par parcelle cadastrale du scénario bottom-up. Cette carte indique que **d'un point de vue financier** :

- La grande majorité de la première et deuxième couronne ont un intérêt à se connecter à un réseau de chaleur basse température. Le choix des technologies étant limité à cause de l'espace disponible, ceci permet de mutualiser le potentiel géothermique et d'amener la chaleur dans le centre ;
- Les réseaux de chaleur répondent à environ 35% de la demande régionale dans ce scénario ;
- La grande majorité de la troisième couronne choisit de se chauffer avec de la biomasse et donc de la haute température, la densité linéique de cette zone ne justifiant pas les réseaux de chaleur ;
- Les gros consommateurs n'ont pas d'intérêt à se connecter à un réseau de chaleur, même dans le centre de la Région malgré une prédominance de réseaux de chaleur et choisissent la cogénération au gaz vert et donc de la haute température.



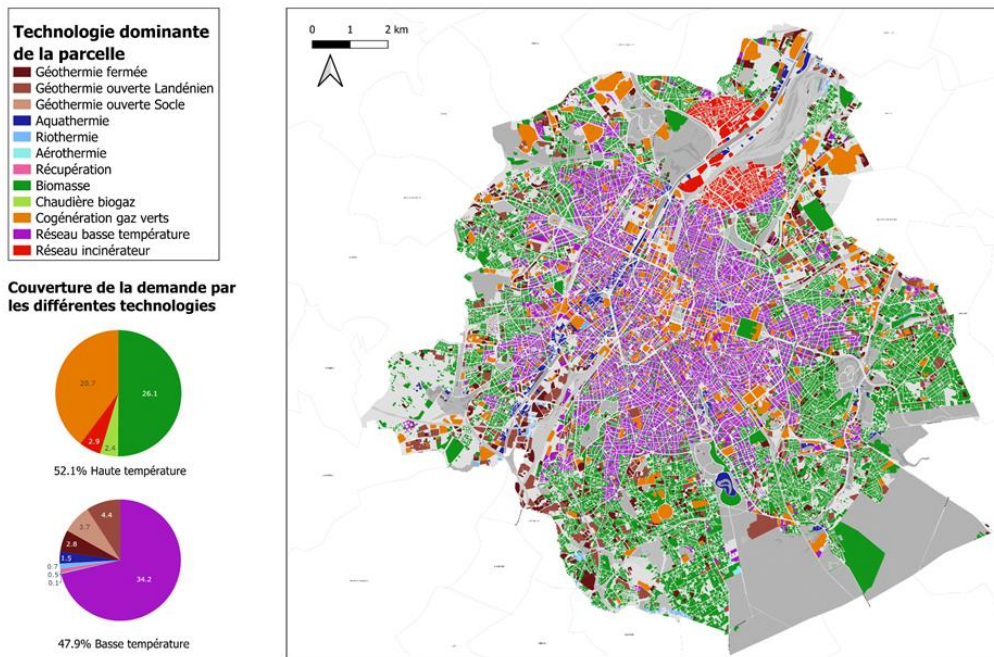


Figure 17 – Technologie dominante par parcelle du scénario bottom-up

Impact des scénarios sur les réseaux de gaz et d'électricité.

Comme illustré à la **Figure 18**, la consommation totale de gaz en 2050 dans les différents scénarios est divisée par un coefficient compris entre 2,4 et 10 en comparaison avec la consommation actuelle de gaz. C'est un élément important à prendre en compte pour l'avenir du réseau gazier. Cette diminution conséquente pourrait impliquer des coûts de réseau nettement plus élevés qu'aujourd'hui. Une réflexion quant à l'avenir de ce réseau de gaz et la mise en place de solutions financières et techniques appropriées semble dès lors nécessaire. La part de gaz vert dans les scénarios Combustibles verts et Bottom-up, respectivement 2,6 et 1,9 TWh apparaît également comme extrêmement ambitieuse voire irréaliste au vu du potentiel réaliste de 0,43 TWh tel qu'estimé au **chapitre 1** de cette section.

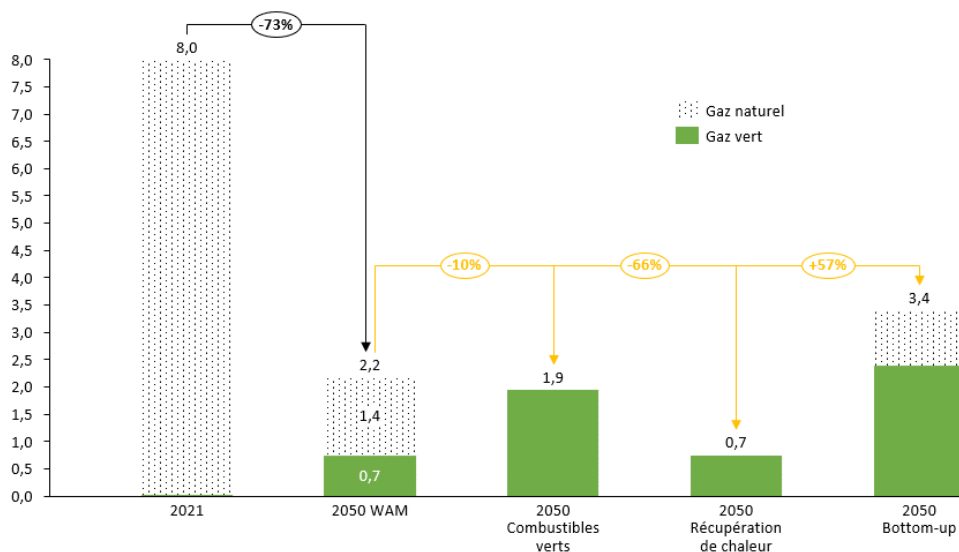


Figure 18 - Approvisionnement en gaz naturel et vert en 2021 et 2050 pour les 4 scénarios en énergie finale [TWh]



En ce qui concerne le réseau électrique (**Figure 19**), la consommation totale d'électricité en 2050 sera multipliée par un coefficient compris entre 1,8 et 2,8. Il s'agit ici également d'un élément important à prendre en compte pour le futur du réseau électrique. Même si une partie provient de la production de froid pour laquelle l'offre en électricité ne devrait pas poser de problème, des scénarios avec une forte pénétration du chauffage électrique direct ou dans une moindre mesure des PAC aérothermiques pourraient impliquer des investissements importants nécessaires dans le réseau d'électricité afin de pouvoir répondre au pic de demande en plein hiver. A cet effet, le scénario Bottom-up avec un recours moindre au chauffage électrique direct et un recours accru aux réseaux de chaleur ainsi qu'à la géothermie permet de limiter ce besoin en investissement. Contrairement à l'évolution du réseau gazier, la pression sur le réseau électrique augmentera donc, non seulement en ce qui concerne l'énergie annuelle délivrée, mais aussi en ce qui concerne la demande de pointe plus élevée. Le réseau électrique devra sans aucun doute être renforcé, quel que soit le scénario, en combinaison avec d'autres solutions (techniques et non-techniques) pour atténuer l'impact des demandes de pointe. Afin de minimiser l'impact sur le réseau, les technologies les plus efficaces sont donc à considérer et promouvoir.

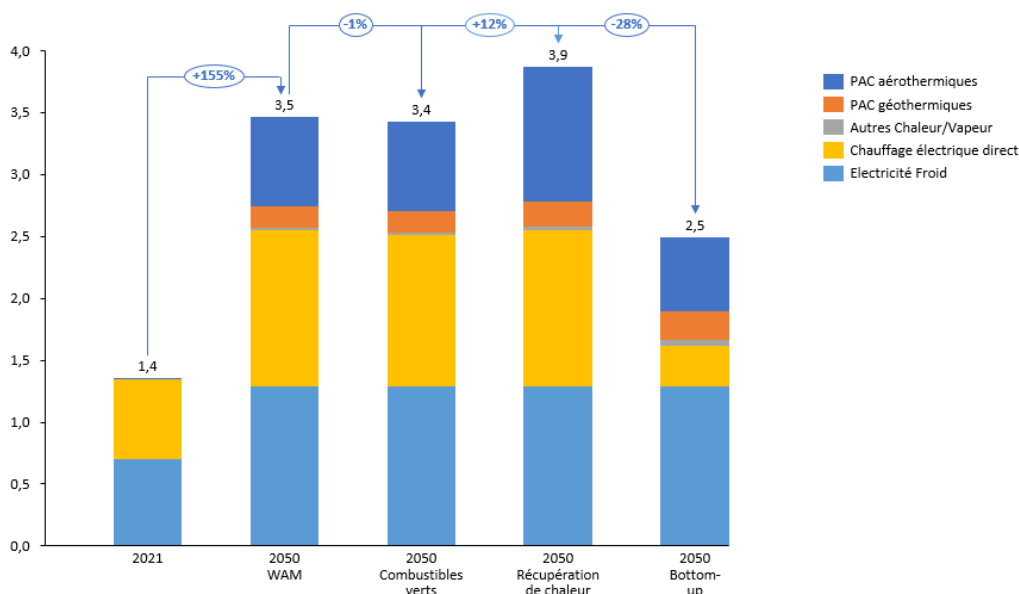


Figure 19 - Approvisionnement en électricité en 2021 et 2050 pour les 4 scénarios en énergie finale [TWh]

4. ANALYSE COUTS BÉNÉFICES

Les coûts financiers et économiques (avec les externalités) des différents scénarios sont présentés à la **Figure 20**. Les coûts sont exprimés en M€/an, il s'agit du produit entre l'énergie utile fournie annuellement en 2050 pour chaque technologie, multipliée par son coût économique unitaire total (€/MWh). Cela représente donc le coût annualisé de chaque scénario. Le coût économique est composé de 5 éléments : les coûts d'investissements (CAPEX, hors subsides), le montant des subsides²¹ (en suivant le système applicable en 2023, hors cogénération), les coûts de maintenance ("OPEX non-énergie"), les coûts relatifs à l'énergie et les coûts et bénéfices des externalités (CO2, émissions de polluants, emploi).

²¹ Note sur les subsides : on distingue ici, dans les coûts totaux d'investissement, la partie CAPEX, qui est l'investissement net réellement consenti par les utilisateurs, et la partie subsidiée, supportée par la région. C'est donc bien la somme du CAPEX et du subside qui doit être vue comme le coût d'investissement total dans l'infrastructure de production/distribution d'énergie (i.e., achat des machines, installation, forage, etc.)



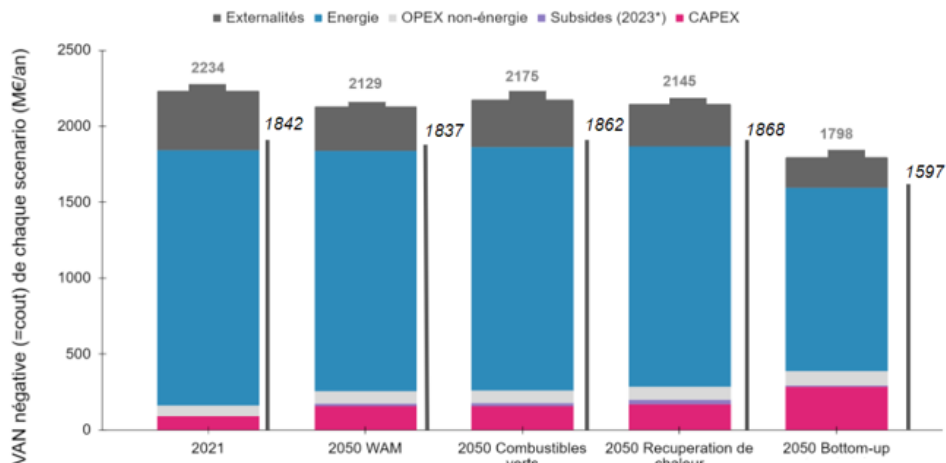


Figure 20 - Cout économique (total) et financier (barre latérale) des différents scénarios, exprimé en M€/an, et en valeur actuelle

Les éléments suivants ressortent de ce graphique :

- Les couts de 2050 sont moins élevés que ceux de 2021, ceci principalement grâce à une demande presque deux fois plus faible ;
- Le poids de la composante énergie est majoritaire dans tous les scénarios (entre 67% pour le Bottom-up et 75% pour le WAM) ;
- Les scénarios WAM, combustibles verts et récupération de chaleur ont des couts comparables, situés aux alentours des 2.15 milliards d'euro par an pour l'approvisionnement en chaud et en froid. Cela équivaut à environ 1800€/an/habitant en RBC (population 2019), et 1500€/an/habitant hors externalités ;
- Le scénario Bottom-up a des couts sensiblement moindres (-15%) que les scénarios Top-down, l'optimum économique semble donc être un mix de technologies ;
- Contrairement aux 3 scénarios top-down, le scénario Bottom-up favorise les technologies dont les couts d'investissement sont élevés mais dont les couts énergétiques sont faibles, ce qui implique des capex plus élevés ;
- Le scénario bottom-up a des externalités plus faibles (voir **Figure 21**) ;

Les externalités économiques considérées sont de trois ordres : le cout des émissions de CO₂ (100€/tCO₂eq), les couts des émissions de polluants (NO₂ : 44€/t et PM_{2.5} : 1046€/t), les bénéfices sur la création d'emploi. La ventilation de ces émissions est présentée à la **Figure 21** et le détail méthodologique dans l'Annexe D.

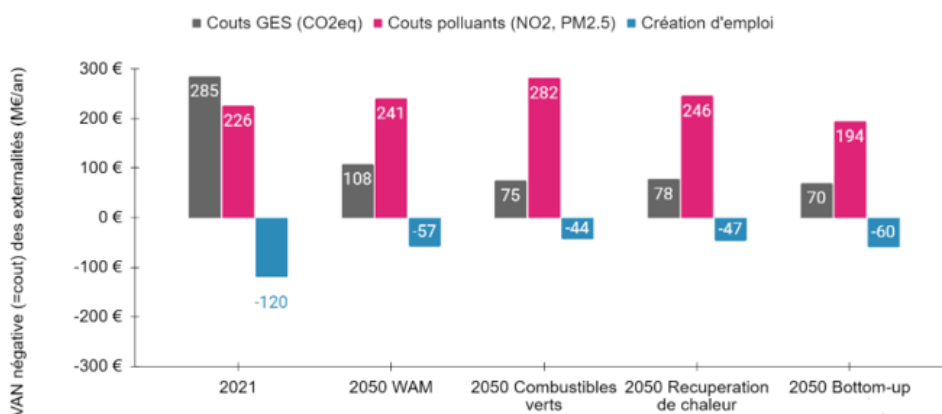


Figure 21 - Ventilation des externalités des différents scénarios, exprimés en M€/an et en valeur actuelle sur base des facteurs d'émission moyen de 2023



4.1. Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité est également effectuée afin de quantifier l'impact de la variation des paramètres clés suivants : le **prix de l'énergie**, le **cout des externalités**, le **niveau de demande** et l'**efficacité de certaines technologies**.

Le détail de cette analyse se trouve dans l'annexe F. Voici les principaux enseignements de ces différentes analyses de sensibilité:

- Le scénario bottom-up grâce à son grand mix de technologies et à l'utilisation de technologies avec capex élevé est le plus résilient aux chocs de prix, que ce soit les prix de l'énergie ou le cout des externalités ;
- L'efficacité des technologies et la sobriété ont des impact importants sur la demande en énergie, les technologies les plus efficaces sont donc à privilégier.
- Une augmentation importante de l'efficacité de l'aérothermie en fait une solution très avantageuse financièrement pour les secteurs petit et moyen. Il vient remplacer la biomasse qui était la solution privilégiée en dehors du centre pour le scénario bottom-up.

Enseignements de l'analyse couts bénéfiques

L'analyse couts-bénéfiques indique qu'afin de permettre la décarbonation de l'approvisionnement en chaleur et en froid de manière économique et techniquement efficace, tout en favorisant un mix énergétique résilient, 2 éléments sont importants.

Élément #1 : Exploiter toutes les ressources basse température et de récupération disponibles

- L'ensemble des technologies basse température ont un effet significatif sur la réduction des couts d'approvisionnement. Leur excellente efficacité offre une résilience accrue face aux chocs de prix.
- Le recours à un réseau de chaleur lié à l'incinérateur est la solution la moins couteuse, mais dépend dans les faits du cout d'achat de l'énergie qui doit rester modéré (valorisation de la chaleur perdue/fatale).

Élément #2 : Certaines technologies sont à éviter, d'autres sont aujourd'hui déjà moins chères que la chaudière au gaz naturel

- Le chauffage électrique direct doit être évité au maximum. En dehors de son prix prohibitif, son impact sur le réseau électrique pourrait poser problème à l'avenir.
- La récupération de chaleur locale lorsque techniquement réalisable (métro, parking, data center, installations de réfrigération, systèmes de ventilation...) ainsi que le réseau de l'incinérateur sont très rentables par rapport à la chaudière au gaz naturel et des alternatives à déployer dès aujourd'hui.
- Les technologies de géothermie, aquathermie et riothermie sont compétitives et doivent être poussées comme alternative à la chaudière au gaz naturel.

Les limitations qui ressortent de tous les scénarios induisent que la décarbonation complète de la Région ne sera possible qu'en levant certaines contraintes et en augmentant le potentiel réaliste de certaines technologies clés. Il sera nécessaire d'exploiter d'avantage les technologies à haut rendement (riothermie, aquathermie, géothermie, récupération) et pousser leur développement pour diminuer les couts d'approvisionnement. La coproduction d'électricité verte via des cogénérations à haut rendement peut également s'avérer intéressante à considérer.



ENSEIGNEMENTS ET PERSPECTIVES

1. ENSEIGNEMENTS DU RAPPORT

La mobilisation du potentiel réaliste des technologies ne permet pas de couvrir nos besoins futurs

L'évaluation du potentiel réaliste des technologies renouvelables et de récupération indique qu'il manquerait à l'horizon 2050 approximativement **2 TWh** d'énergie qui serait encore fournie par des combustibles fossiles ou du chauffage électrique direct. Afin de respecter les engagements de neutralité carbone de la Région à l'horizon 2050, il apparaît nécessaire de mettre en place des actions afin de lever les contraintes liées au développement de ces technologies et d'augmenter ce potentiel réaliste.

Potentiel réaliste en 2050	Energie (GWh/an)	Ratio réaliste / demande
Demande en CHAUD	6 275	
Géothermie fermée	821	13%
Géothermie ouverte	229	4%
Aérothermie	2 251	36%
Aquathermie	86	1%
Riothermie	75	1%
Récupération basse t°	34	1%
Incinérateur	285	5%
Biogaz	483	8%
Biomasse solide	85	1%
Solaire thermique	22	0%
Potentiel réaliste total	4 371	70%

Tableau 6 - Potentiel réaliste des technologies en 2050 [GWh]

Les contraintes de déploiement des technologies sont d'ordres différents

Les contraintes liées à l'adoption de technologies dites *Combustibles verts* ne sont pas de même nature que les technologies dites de *Récupération de chaleur*. Pour les combustibles verts (gaz verts et biomasse), il s'agit principalement de contraintes de disponibilité de la ressource tandis que pour la récupération de chaleur (PAC, incinérateur et chaleur fatale basse température), il s'agit principalement de contraintes organisationnelles telles que la main d'œuvre qualifiée et le coût d'investissement élevé de ces technologies. De toute évidence, la Région est mieux placée pour travailler sur ces dernières.

Décarboner la chaleur nécessite de déployer un mix de technologies

L'analyse économique a montré que les coûts totaux d'approvisionnement sont réduits au niveau régional si un mix de technologie est mis en œuvre. La décarbonation complète de la production de chaud et de froid nécessite donc de mettre en œuvre toutes les technologies disponibles.

Le mix énergétique en 2050 dépendra de plusieurs facteurs et notamment : l'évolution du marché, l'accessibilité dans une zone considérée, l'évolution des différents réseaux (gaz, électricité et chaleur), la disponibilité des vecteurs énergétiques ou encore l'évolution des réglementations. En fonction des conditions locales en RBC, une solution davantage alignée sur l'une ou l'autre technologie pourrait être appliquée dans cette zone (par exemple, proximité des sources de chaleur fatale, zones difficiles à rénover en raison de la valeur patrimoniale).



La consommation de gaz devrait fortement diminuer tandis que la consommation électrique devrait augmenter

Etant donné les ambitions de rénovation de la Région, de neutralité carbone à l'horizon 2050 et de l'évolution attendue du mix énergétique, la consommation de gaz devrait fortement diminuer dans les années à venir. Dans les différents scénarios étudiés, cette consommation ne représenterait à l'horizon 2050 qu'une faible portion de ce qu'elle représente aujourd'hui, de l'ordre de 0,7 à 3,4 TWh, soit une division par un facteur de 2,4 à 10. Ceci aura un impact important sur le réseau de gaz et le coût futur de celui-ci.

La demande en électricité devrait augmenter par rapport à la consommation actuelle pour atteindre des valeurs situées entre 2,5 et 3,9 TWh, soit une multiplication par 1,8 à 2,8 de la consommation de 2021. Si cette augmentation est moins drastique que la diminution de gaz, l'impact ici sera surtout lié à l'augmentation de la demande de pointe en plein hiver qui pourrait être conséquente et nécessiter des investissements importants dans le réseau électrique. Il semble donc essentiel de privilégier les initiatives permettant de maîtriser l'impact d'une électrification du chauffage.

La production de chauffage deviendrait principalement électrique et l'aérothermie serait la solution par défaut

L'évolution la plus probable du chauffage est une électrification importante. Parmi les différentes technologies de PAC, l'aérothermie possède un potentiel important et semble s'imposer comme solution par défaut en remplacement des installations techniques existantes. Même si cette technologie pose des problèmes de nuisances sonores, la facilité de mise en œuvre et le coût relativement abordable de cette technologie impliquent qu'elle jouera dans tous les cas un rôle important dans les années à venir.

La Région dispose de nombreuses sources de chaleur et technologies encore peu exploitées

La géothermie en cycle fermé, la géothermie en cycle ouvert, l'aérothermie, le solaire thermique, l'énergie de récupération (en ce compris la riothermie et la valorisation des eaux des STEP) et dans une moindre mesure l'aquathermie sont des sources d'énergie renouvelable qui pourraient être développées à grande échelle en RBC au vu de leur potentiel technique brut. Rien que le potentiel technique brut de la géothermie fermée (>20 TWh/an) dépasse largement la demande actuelle. Pouvoir les exploiter à grande échelle demandera de lever les contraintes organisationnelles liées à ces technologies avec notamment une augmentation significative du nombre de foreurs et d'installateurs pour ces technologies ou un cadre financier plus avantageux pour le solaire thermique.

Les technologies les plus efficaces et les réseaux de chaleur permettent de minimiser l'impact sur le réseau électrique

L'analyse économique et de sensibilité ont montré que les coûts totaux d'approvisionnement sont moins volatiles au niveau régional si des technologies efficaces sont utilisées. Cela constitue un facteur de résilience pour les ménages et entreprises de la Région en cas de choc de prix sur les marchés de l'énergie.

Comme l'illustre le graphique à droite, les solutions de récupération de chaleur (pompes à chaleur avec et sans source géothermique, riothermie, aquathermie) ont des performances particulièrement élevées et offrent des coefficients de performance jusque 4 fois plus élevés que les technologies basées sur des énergies fossiles, du gaz vert ou de l'électrification directe. Les technologies les plus efficaces peuvent donc permettre de minimiser l'impact sur le réseau électrique et son besoin de renforcement.

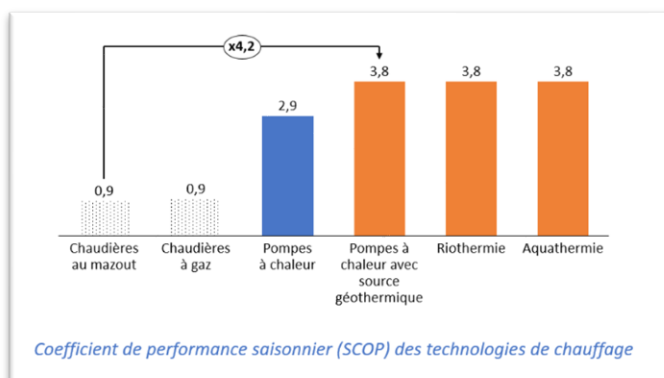


Figure 22 - Coefficient de performance saisonnier (SCOP) des technologies de chauffage



Dans une grande partie de la Région, principalement le centre, l'accès aux ressources renouvelables les plus efficaces n'est possible que grâce à des réseaux de chaleur. Les contraintes d'espace ne permettent en général pas la réalisation des infrastructures nécessaires à capter la chaleur renouvelable directement sur leur lieu de consommation. La mutualisation de la production via les réseaux de chaleur permet également de diminuer la puissance totale installée et donc la contrainte de pointe sur le réseau électrique en plein hiver. Il y a donc un intérêt à centraliser la production de chaleur et la distribuer dans des réseaux efficaces.

En 2050, environ 70% de la demande thermique se trouvera dans une zone à très haute densité de demande de chaleur (densité linéique > 5), et sur base du scénario bottom-up, pour environ 40% de la demande, le réseau de chaleur basse température serait la meilleure alternative technico-économique. Ce potentiel ne sera réalisé que si une partie du territoire peut être consacrée à la réalisation des moyens de production (hors du centre), et si les bâtiments deviennent compatibles à la basse température. Les réseaux haute température sont quant à eux une alternative à court terme envisageable (adaptation possible de la température).

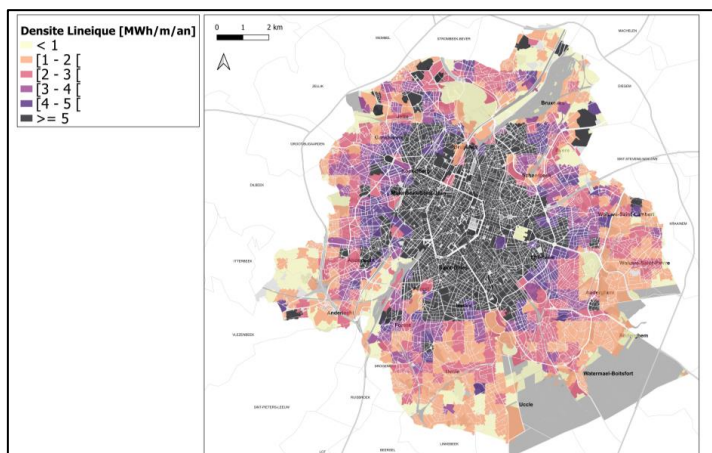


Figure 23 - Densité linéique des réseaux de chaleur

La disponibilité des gaz verts est incertaine

Le potentiel réaliste de biogaz est très limité et ne permettrait de répondre qu'à une petite partie de la demande en 2050. Par ailleurs, compte tenu des besoins dans d'autres secteurs prioritaires (ciment, verre, acier, engrais..), l'hydrogène ne devrait pas être utilisé pour le chauffage des bâtiments impliquant que l'e-méthane, produit à partir d'hydrogène ne ferait pas non plus partie des solutions. Par conséquent, les scénarios reposant en bonne partie sur ces gaz verts (Combustibles verts et bottom-up) semblent d'ores et déjà peu porteurs.

Etant donné son impact sur la santé, la biomasse doit être encadrée et contrôlée

L'analyse économique laisse à penser que la biomasse serait intéressante d'un point de vue financier, mais sa combustion émet des particules fines dont le coût sur la santé est non négligeable. Un développement important de cette technologie pose question et il convient de fixer des normes strictes qui puissent être contrôlées. En toute hypothèse la biomasse pourrait donc contribuer dans de grandes installations ou dans des réseaux de chaleur.



2. RECOMMANDATIONS

Certains potentiels identifiés dans la présente étude seront portés par des mesures du Plan régional Air Climat Energie (PACE) adopté par le Gouvernement de la Région de Bruxelles Capitale en avril 2023 ainsi qu'au moyen de nombreuses mesures d'ores et déjà inscrites dans les textes européens associés au paquet Fit for 55%.

Dans le cadre de l'élaboration du prochain PACE prévu pour adoption en septembre 2027, des mesures complémentaires devraient être prises compte. Ces dernières pourraient nourrir un élément clé du nouveau PACE, à savoir le plan régional en matière de chaleur et de froid exigé à l'article 25 de la directive EE. La préparation de ce plan en matière de chaleur et de froid impliquera notamment la Task Force 2050 (Bruxelles Environnement, Sibelga et Brugel) ainsi que les communes et les administrations chargées de la planification territoriale.

Voici donc ces mesures complémentaires recommandées à l'issue de la présente étude et compte tenu des mesures prévues par le PACE (cf. supra) et la transposition du paquet Fit for 55% :

- Identifier les quartiers où le recours aux réseaux de chaleur et de froid efficaces est pertinent et notamment établir leur faisabilité technique et économique ;
- Revoir le cadre légal relatif à l'organisation des réseaux d'énergie thermique afin d'attribuer à Sibelga un rôle et des responsabilités, notamment en lui confiant un rôle central dans l'installation et la maintenance des nouveaux réseaux de chaleur situés dans les voiries publiques ;
- Désigner un opérateur public unique et définir ses tâches pour développer des projets de fourniture d'énergie thermique issue de la riothermie ;
- Elargir les missions du Port de Bruxelles pour faciliter le développement des projets de fourniture d'énergie thermique issue du canal ;
- Organiser des appels à projets pour la mise en place de réseaux de chaleur alimentés en énergies renouvelables et pour la valorisation de la chaleur fatale basse température. A titre d'exemple pour la chaleur fatale basse température, les sources suivantes seront considérées :
 - Les espaces souterrains tels que le métro, les tunnels ferroviaires et parking souterrains ;
 - Le canal et les espaces couverts de la Senne (pertuis).
- Adapter le cadre réglementaire régional:
 - En ce qui concerne la production qui alimente les nouveaux réseaux de chaleur et de froid efficaces, afin d'instaurer une part de renouvelable et/ou de récupération de chaleur fatale plus ambitieuse que les premiers jalons prévus par la directive EE ;
 - Afin d'assurer un niveau élevé d'isolation des canalisations dans les réseaux de chaleur et de froid efficaces ;
 - Afin de limiter les nuisances acoustiques des pompes à chaleur aérothermiques ;
 - Urbanistique afin d'autoriser l'installation d'unités extérieures de pompes à chaleur en toiture ou en façade côté rue en cas de recul suffisant du bâtiment par rapport au trottoir ;
 - En ce qui concerne (la méthode de calcul de) la PEB pour :
 - Limiter les pertes liées à la ventilation, aux groupes de froid, aux tours de refroidissement... par exemple en ajoutant une obligation de récupération et de valorisation de la chaleur dans les bâtiments tertiaires, que ce soit sur site ou à proximité ;
 - Rééquilibrer le traitement entre le solaire photovoltaïque et thermique par exemple en modifiant la méthode afin que l'électricité produite par des panneaux solaires ne puisse plus être déduite de la consommation de gaz.
 - Pour créer un cadre concernant les opérations de forage en voirie associées à la géothermie en complément des procédures existantes de permis;
- Adapter le soutien à l'investissement pour :
 - Intégrer la rénovation et la pose de nouvelles conduites de réseau de chaleur et de froid efficaces;
 - Octroyer un niveau de soutien adapté (similaire au tertiaire, peu importe le type de bâtiment fourni) pour les pompes à chaleur sol-eau et eau-eau dans les réseaux de chaleur et de froid efficaces ;
 - Dérisquer les investissements dans la géothermie ouverte par exemple via la prise en charge financière des pompages d'essai;
 - Créer à court terme une aide pour l'étude acoustique de l'implantation d'une pompe à chaleur aérothermique ;
 - Réserver à court terme l'aide aux pompes à chaleur aérothermiques les moins bruyantes ;
 - Ne soutenir à moyen terme que les pompes à chaleur aérothermiques qui possèdent des performances énergétiques plus ambitieuses que les normes minimales d'écoconception ;



- Une meilleure stimulation des panneaux solaires thermiques pour le non-résidentiel et les réseaux de chaleur, c'est-à-dire une prime mieux adaptée aux différents usages possibles;
- Le chauffage basse température par le sol.
- Rationaliser et étoffer progressivement l'offre de formations théoriques et pratiques et de mises à niveau pour mieux couvrir les réalités d'un contexte urbanisé ainsi que les technologies suivantes :
 - Les réseaux de chaleur et de froid efficaces;
 - La géothermie pour y inclure des formations pour les techniciens en ce qui concerne le dimensionnement, le forage et l'installation des systèmes, mais surtout l'entretien, le suivi et les réglages après installation qui sont peu ou mal maîtrisés ;
 - La riothermie et l'aquathermie qui sont des technologies mal maîtrisées par le secteur ;
 - Le solaire thermique qu'il convient d'intégrer avec des technologies de stockage de chaleur ;
 - La récupération de chaleur basse température qui est insuffisamment exploitée.

Créer et mettre à disposition une guidance dans le parcours de formations du professionnel afin de lui permettre d'identifier aisément les formations à suivre pour chaque filière technologique.

- A moyen terme, et dans un but d'information auprès des différents publics, doter les services d'accompagnement régionaux et les professionnels du secteur d'un outil technique permettant de connaître les alternatives décarbonées pour le chauffage et le froid par quartier.



Rédaction:

Gilles Maes – Bruxelles Environnement

Arnaud Latiers – Résolia

François-Olivier Devaux – Climact

Comité de lecture :

Fanny Warsztacki – Bruxelles Environnement

François Cornille – Bruxelles Environnement

Marianne Squilbin – Bruxelles Environnement

Julien Simon – Cabinet du ministre Alain Maron

Ed. Resp. : Bruxelles Environnement

Avenue du Port, 86C / 3000

1000 Bruxelles, Belgique

info@environnement.brussels

Autres renseignements: Rapport réalisé grâce à la contribution de l'Université Libre de Bruxelles, de l'Université de Liège, de la Vrije Universiteit Brussel, de l'Institut Royal des Sciences Naturelles de Belgique et du bureau d'étude Extraqt



ANNEXES

1. ANNEXE A : CONSOMMATIONS ET APPROVISIONNEMENTS EN 2021

L'annexe A se trouve dans un document joint à ce rapport et présente les chiffres clé liés à la consommation de chaleur et de froid en RBC pour l'année 2021, l'approvisionnement sur site et hors site par secteur et par technologie de chaleur et de froid, et détaille la méthodologie utilisée pour déterminer ces données.

2. ANNEXE B : LOCALISATION DE LA DEMANDE DE CHALEUR ET DE FROID

L'annexe B se trouve dans un document joint à ce rapport et présente les détails (méthode, création d'un jumeau numérique, etc.) permettant la localisation de la demande de chaud et de froid.

3. ANNEXE C : EVALUATION DU POTENTIEL TECHNIQUE

L'annexe C se trouve dans un document joint à ce rapport et présente les détails (hypothèses, méthode) concernant le calcul du potentiel technique pour chaque technologie étudiée.

4. ANNEXE D : DEFINITION DES COÛTS PAR TECHNOLOGIE

L'annexe D se trouve dans un document joint à ce rapport et détaille la méthodologie appliquée pour calculer les coûts des technologies pour l'analyse financière et économique.

5. ANNEXE E1 : SCENARIO DE REFERENCE ET SCENARIOS ALTERNATIFS TOP-DOWN

L'annexe E1 se trouve dans un document joint à ce rapport et présente le scénario de référence et les scénarios alternatifs top-down visant à décarboner la production de chaleur et froid, le modèle développé et les hypothèses considérées.

6. ANNEXE E2 : SCÉNARIO ALTERNATIF BOTTOM-UP

L'annexe E2 se trouve dans un document joint à ce rapport et présente la méthode implémentée (démarche, hypothèses, etc.) pour obtenir le mix énergétique du scénario alternatif bottom up.

7. ANNEXE F : ANALYSE DE SENSIBILITE

L'annexe F se trouve dans un document joint à ce rapport et détaille la méthodologie, les hypothèses et les résultats de l'analyse de sensibilité.

