



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

31 Mars 2021



ICEDD

Pour le compte de :



**bruxelles
environnement
leefmilieu
brussel**
.brussels 

Titre du document

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

Auteurs

Annick LEMPEREUR, annick.lempereur@icedd.be

François TAMIGNEAUX, fta@icedd.be

Yves MARENNE, yves.marenne@icedd.be

Date

03 mars 2021

Personnes de contact

Yves MARENNE

yves.marenne@icedd.be

081/250 480



Table des matières

Table des matières	1
1. Introduction	7
2. Etat et évolution de la demande de chaleur et de froid	8
2.1. Méthodologie de calcul.....	8
2.1.1. Résidentiel	8
2.1.2. Tertiaire.....	9
2.1.3. Industrie	11
2.2. La demande actuelle	12
2.2.1. Résidentiel	13
2.2.2. Tertiaire.....	16
2.2.3. Industrie	17
2.3. Diminution des besoins par la mise en place de l'objectif de 100 kWh/m ² /an	17
2.4. L'évolution de la demande dans un scénario de rénovation BAU.	18
2.5. L'évolution de la demande dans un scénario de rénovation accélérée	20
2.6. Comparaison entre les deux scénarios.....	21
3. Cartographie des besoins de chaleur et de froid	23
3.1. Méthodologie de spatialisation des besoins	23
3.1.1. Estimation des besoins.....	23
3.1.2. Spatialisation des besoins	23
3.2. Principaux résultats	26
4. Objectifs, stratégies et politiques actuels	33
4.1. La situation climatique : le temps est à l'action	33
4.2. Les objectifs européens, belges et bruxellois	33
4.2.1. Objectifs européens	33
4.2.2. La situation en Belgique	34
4.2.3. Région Bruxelles-Capitale	35
4.3. Les spécificités de la Région de Bruxelles Capitale	36
4.4. La politique climatique et énergétique bruxelloise en matière de résidentiel et de tertiaire 37	
4.4.1. Les objectifs	38
4.5. Axes majeurs de la politique bruxelloise pour la lutte contre ses émissions de GES.....	39
4.5.1. Rénovation du bâti	39
4.5.2. Amélioration de l'efficacité énergétique aux moments charnières du bâtiment ou de ses habitants	40
4.5.3. Au-delà de la rénovation du bâti	41
4.5.4. Mobilisation des ressources financières	41



4.5.5.	Sortie programmée du fossile.....	42
4.5.6.	Développement de l'économie circulaire	42
4.5.7.	Exemplarité des pouvoirs publics	43
4.5.8.	Former les professionnels	44
4.5.9.	L'innovation au service de la transition énergétique	44
5.	Potentiel technico-économique de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale.....	45
5.1.	Méthodologie générale de travail	46
5.1.1.	BOTTOM UP	46
5.1.2.	TOP DOWN.....	48
5.2.	Hypothèses ou démarches simplificatrices	48
5.2.1.	Hypothèses générales	48
5.2.2.	Modélisation des secteurs tertiaire et industriel.....	49
5.2.3.	Types d'installation disponibles dans l'outil.....	54
5.2.4.	Paramètres économiques.	54
5.2.5.	Le niveau des subsides	57
5.2.6.	Les principes de la démarche top-down : rappel	57
5.2.7.	Installation de ballons de stockage.....	57
5.3.	Principaux résultats	57
5.3.1.	Potentiel énergétique et potentiel économique.....	57
5.3.2.	Effet du taux d'octroi CV (logement collectif).....	60
6.	Solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid	61
6.1.	Les différentes techniques envisageables	61
6.1.1.	Technologies de production de chaleur – Solutions individuelles.....	62
6.1.2.	Technologies de production de chaleur – Solutions collectives	86
6.1.3.	Technologies de production de froid – Solutions individuelles	91
6.1.4.	Technologies de production de froid – Solutions collectives.....	104
6.1.5.	Technologies combinées de production de chaleur et de froid – Solutions collectives	105
6.2.	Tableau de synthèse – LCOH	108
7.	Comparaison de solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid.....	111
7.1.	Principe de l'analyse.....	111
7.2.	Détermination des caractéristiques techniques des réseaux de chaleur	112
7.3.	Analyse des coûts de production de la chaleur	113
7.3.1.	Comment calculer le LCOH dans le cas d'une cogénération ?.....	113
7.4.	Analyse des résultats.....	114
8.	Stratégie de décarbonation de la production de chaleur et de froid.....	122
8.1.	Analyse SWOT	122
8.1.1.	Identification des forces, faiblesses, opportunités et menaces de la décarbonation de la production de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale	122
8.2.	Pistes prioritaires à activer pour décarboner la chaleur et le froid en RBC.....	128
8.2.1.	Pistes techniques.....	128



8.2.2.	Pistes juridiques :.....	131
8.2.3.	Pistes économiques :.....	131
8.2.4.	Pistes financières :.....	133
8.2.5.	Autres pistes :	133
8.3.	En guise de conclusions.....	135
	Références bibliographiques.....	136



Liste des figures

Figure 1 : Schéma de principe du calcul d'estimation de la demande actuelle et future de chaleur et de froid	8
Figure 2: Densité de demande de chaleur du secteur résidentiel par secteur statistique (GWh/km ²)	26
Figure 3: Densité de demande de chaleur du secteur tertiaire et industriel par secteur statistique (GWh/km ²)	27
Figure 4: Densité de demande de froid du secteur tertiaire et industriel par secteur statistique (GWh/km ²)	28
Figure 5: Densité de demande de chaleur du secteur résidentiel, tertiaire et industriel par secteur statistique dans un rayon d'un kilomètre de l'incinérateur de Bruxelles-énergie (GWh/km ²).....	29
Figure 6 : Demande de chaleur des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel par zone tampon d'un kilomètre de part et d'autre du canal (GWh).....	30
Figure 7: Densité de demande de de chaleur du secteur résidentiel, tertiaire et industriel par carré d'un km ² (GWh/km ²)	31
Figure 8: Inventaire des installations CHP (par puissance d'énergie thermique en kW), incinérateur NOH et installations géothermiques fermées et ouvertes en Région bruxelloise	32
Figure 10 : de la courbe de demande à la monotone de chaleur. (Energie-Plus et ICEDD).....	46
Figure 11 : Extrapolation des Prix de l'électricité et du gaz naturel en fonction des MWh consommés, en 2018. Echelle logarithmique. Source : CREG.....	56
Figure 12 : Chaudière à condensation	63
Figure 13 : Plage de température privilégiée par capteur et usages préférentiels (EnergiePlus, 2020).....	69
Figure 14 : Système géothermique ouvert (geothermie.brussels).....	73
Figure 15 : Système géothermique fermé vertical (geothermie.brussels).....	73
Figure 16 : Système géothermique fermé horizontal (geothermie.brussels).....	73
Figure 17: Fonctionnement d'une pompe à chaleur air/air.....	75
Figure 18: Pompes à chaleur (électricité et gaz naturel) et géothermie (Energie Plus, 2020)	77
Figure 19 : fonctionnement d'une installation cogénération moteur à combustion interne	84
Figure 20 : Fonctionnement d'un réseau de chaleur (ADEME, Les réseaux de chaleur, 2020)	86
Figure 21 : Free cooling naturel unilatéral.....	92
Figure 22 : Free cooling naturel transversal	92
Figure 23 : Refroidissement direct mécanique (Energie Plus).....	93
Figure 24 : Refroidissement indirect naturel - slab cooling	93
Figure 25 : Principe de fonctionnement du système DRV en froid majoritaire (Energie Plus)	99
Figure 26 : Principe de fonctionnement de la récupération d'énergie sur boucle d'eau	100
Figure 27 : comparaison de la consommation d'énergie primaire entre la trigénération et la production séparée (Energie Plus)	102
Figure 28 : Principe de fonctionnement de la machine à absorption (Energie Plus)	103
Figure 29: Représentation schématique de 4 types de typologies de réseaux de chaleur.....	112
Figure 30 : Comparaison des LCOH des solutions individuelles de production de chaleur et cogénération dans le secteur résidentiel (EUR/MWh).....	116
Figure 31 : Comparaison des LCOH des solutions individuelles de production de chaleur et cogénération dans le secteur tertiaire (EUR/MWh)	117



Liste des tableaux

Tableau 1 : Matrice de consommation du résidentiel construite sur base des bilans énergétiques bruxellois, 2017 [GWh].....	9
Tableau 2 : Matrice de rendements (source : expertise technique ICEDD).....	9
Tableau 3: Consommation énergétique tertiaire en 2017 [GWh].....	10
Tableau 4 : répartition de l'usage des combustibles par usage (STEM).....	10
Tableau 5 : Répartition de l'électricité consommée par usage dans le secteur tertiaire, ICEDD.....	11
Tableau 6: Pourcentage de chaleur substituable dans l'industrie bruxelloise (source : ICEDD).....	12
Tableau 7 : Ventilation par usage des consommations électriques dans l'industrie (source ICEDD).....	12
Tableau 8 : Demandes actuelles de chaleur et de froid par secteur et par usage	13
Tableau 9 : Demandes sectorielles de chaleur et de froid (totales et substituables)	13
Tableau 10 : Consommation spécifique moyenne par logement en Région de Bruxelles-Capitale en 2017	14
Tableau 11 : Demande normalisée de chaleur et de froid pour le secteur résidentiel sur base des consommations en 2017 (GWh).....	15
Tableau 12: demande de chaleur et de froid du secteur tertiaire par branche d'activités en Région de Bruxelles-Capitale : par vecteurs et usages.....	16
Tableau 13 : Demande substituable de l'Industrie bruxelloise.....	17
Tableau 14 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur résidentiel en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 1%/an (GWh)	19
Tableau 15 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur tertiaire en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 1%/an (GWh)	19
Tableau 16 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur industriel en Région de Bruxelles-Capitale (GWh)	19
Tableau 17 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur résidentiel en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 3%/an (GWh)	20
Tableau 18 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur tertiaire en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 3%/an (GWh)	21
Tableau 19 : Répartition des compétences énergétiques	34
Tableau 20 : Projection de la production énergétique renouvelable en RBC à horizon 2030.....	36
Tableau 21 : Echéances des rénovations du résidentiel	39
Tableau 22 : Liste des secteurs tertiaire et industriel pris en compte	49
Tableau 23 : Liste des secteurs pris en compte dans le calcul du potentiel de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale	53
Tableau 24 : Prix des énergies et poids CO ₂ (source : BRUGEL)	57
Tableau 25 : Potentiel bottom up extrapolé de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale.....	58
Tableau 26 : Comparaison des potentiels de cogénération bottom up et top down pour le secteur tertiaire et le logement collectif.....	59
Tableau 27 : Résultats du potentiel « moteur alimenté par du méthane de synthèse ».....	59
Tableau 28 : Résultats logement collectif avec ou sans coefficient multiplicateur.....	60
Tableau 29 : Hypothèses techniques et économiques des chaudières	68
Tableau 30 : Hypothèses techniques et économiques des panneaux solaires thermiques.....	72
Tableau 31: Modes de fonctionnement typiques d'une pompe à chaleur (Bruxelles_Environnement_1, 2020).....	76
Tableau 32 : Hypothèses techniques et économiques des PAC	80
Tableau 33 : Hypothèses techniques et économiques des chauffages électriques	82
Tableau 34 : Comparaison des LCOH de différentes solutions de chauffage individuel	108
Tableau 35 : LCOH des solutions individuelles de production de chaleur pour le résidentiel (EUR/MWh).....	109
Tableau 36: LCOH des solutions individuelles de production de chaleur pour le tertiaire (EUR/MWh).....	110
Tableau 37 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (1000 logements, cogénération gaz naturel)	115
Tableau 38 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, cogénération gaz naturel)	118



Tableau 39 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, cogénération biogaz local – chaudière biométhane)	119
Tableau 40 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, cogénération biométhane).....	119
Tableau 41 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, chaudière biométhane)	120
Tableau 42 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, chaudière bois).....	120



1. Introduction

L'Union européenne a fait de la lutte contre les changements climatiques une de ses priorités. Parmi un vaste ensemble législatif, la Directive 2018/2002 (modifiant la Directive 2012/27) s'est fixé comme objectif d'accroître l'efficacité énergétique de l'Union européenne d'au moins 32,5 % d'ici à 2030. L'article 14 de cette Directive demande aux Etats-Membres (et à chaque région dans le cas de la Belgique) de déterminer son potentiel de cogénération à haut rendement et de réseaux efficaces de chaleur et de froid. La présente étude s'inscrit dans le cadre de la mise en œuvre de cet article 14 ainsi que des annexes VIII et IX de cette même Directive modifiées par le Règlement délégué 2019/826 du 4 mars 2019.

Une première analyse de ce type a été réalisée en 2015 (PWC, 2015), la présente étude en actualise les résultats et les conclusions. Pour ce faire, l'évolution de la demande de chaleur et de froid est analysée à la section 2. La section 3 cartographie la demande de chaleur sur l'ensemble du territoire bruxellois. La section 4 présente les politiques énergétiques et climatiques bruxelloises actuelles. Le potentiel de cogénération à haut rendement sur le territoire régional est présenté à la section 5. La section 6 analyse et compare les différentes solutions techniques disponibles pour couvrir les besoins de chaleur et de froid. La section 7, quant à elle, met l'accent sur la comparaison des solutions de chauffage collectif (réseaux de chaleur).

Cette étude a pour ambition de répondre à des demandes européennes précises mais également d'aider la Région de Bruxelles-Capitale à se projeter dans un futur plus lointain totalement décarboné. C'est la raison pour laquelle la section 8 réalise une analyse SWOT (forces, faiblesses, opportunités, menaces) de la stratégie bruxelloise de décarbonation de production de chaleur et de froid et propose une série de politiques prioritaires à mettre en œuvre dès à présent et à plus long terme pour atteindre cet objectif ambitieux.

2. Etat et évolution de la demande de chaleur et de froid

Quelle est de la demande énergétique de la Région Bruxelloise et quelle sera son évolution à l'avenir ? Le travail présenté dans cette section a pour but de déterminer et de caractériser la demande énergétique afin, *in fine*, de déterminer un potentiel d'approvisionnement énergétique via par exemple des réseaux de chaleur et/ou des cogénérations.

La demande à caractériser représente la quantité d'énergie utile pouvant être remplacée par une source alternative, il s'agit de la part des besoins énergétiques en chaleur et en froid qui sont dits substituables. Cela concerne :

- pour la chaleur : les besoins en chauffage et eau chaude sanitaire
- pour le froid : les besoins relatifs au conditionnement d'air.

La cuisson est ainsi supposée non substituable.



Figure 1 : Schéma de principe du calcul d'estimation de la demande actuelle et future de chaleur et de froid

2.1. Méthodologie de calcul

Les bilans énergétiques bruxellois sectoriels de 2017 ont servi de base à la réalisation de cette tâche. Ces bilans reprennent des données de consommations énergétiques. Les données et indicateurs nécessaires sont différents selon les secteurs concernés (résidentiel, tertiaire et industriel). Nous détaillerons donc la méthodologie suivie dans chaque secteur.

2.1.1. Résidentiel

Pour le secteur résidentiel, les consommations énergétiques liées au chauffage des bâtiments et à la production d'eau chaude sanitaire sont identifiées à partir du bilan énergétique régional par type de vecteur énergétique et par type d'usage.



Type logement	Usage	Gasoil	Gaz	Charbon	Butane propane	Bois	Chaleur cogén.	Géo-	Solaire thermique	PAC (chaleur)	Electricité	Total
Tous logements	tous	815	5 202	22	47	51	17		5	5	1 354	7 518
Tous logements	Electricité spécifique										1 025	1 025
Tous logements	Cuisson	-	139	-	2				-	-	113	254
Tous logements	Eau chaude sanitaire	28	784	0	1				5	0	142	959
Tous logements	Chauffage d'appoint	-	-	18	-	34			-	-	21	73
Sous-total hors chauffage	Total hors chauffage	28	923	18	2	34	-	-	5	0	1 301	2 312
Appartements Chauff. princip.	Chauffage central	586	2 383	0	20	-	17			3	32	3 041
Appartements Chauff. princip.	Chauffage décentr.	7	363	2	12	0				0	11	396
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage central	190	1 367	0	8	-				1	7	1 574
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage décentr.	4	166	2	4	16				1	3	196
Sous-total Chauffage	Total chauffage	788	4 279	4	45	16	17	-	-	5	53	5 206
Total chauffage et hors chauffage		815	5 202	22	47	51	17	-	5	5	1 354	7 518

Tableau 1 : Matrice de consommation du résidentiel construite sur base des bilans énergétiques bruxellois, 2017 [GWh]

Ce tableau des consommations est ensuite croisé avec une matrice de rendements représentatifs par usage et par vecteur énergétique. Le dernier travail consiste ensuite à normaliser les résultats relatifs au chauffage (central et appoint) en fonction des degrés.jours (DJ).

Type logement	Usage	Gasoil	Gaz	Charbon	butane propar	Bois	aleur cogé	Géo-	ire therm	à chaleur (él	Electricité
Tous logements	Electricité spécifique										
Tous logements	Cuisson						1.00	1.00	1.00	1.00	
Tous logements	Eau chaude sanitaire	0.65	0.65	0.65	0.65				1.00		0.80
Tous logements	Chauffage d'appoint	0.75	0.83	0.70	0.83	0.75			1.00		1.00
Sous-total hors chauffage	Total hors chauffage										
Appartements Chauff. princip.	Chauffage central	0.80	0.90	0.75	0.88	0.85	1.00				1.00
Appartements Chauff. princip.	Chauffage décentr.	0.80	0.90	0.75	0.88	0.85					1.00
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage central	0.80	0.90	0.75	0.88	0.85					1.00
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage décentr.	0.75	0.83	0.70	0.83	0.75					1.00

Tableau 2 : Matrice de rendements (source : expertise technique ICEDD)

La consommation régionale de 2017 relative à la production de froid est disponible dans les bilans. En la multipliant par un coefficient moyen de performance (COP) de 3, on obtient la demande en froid. Il faut noter qu'à ce stade, les besoins en froid du secteur résidentiel restent très limités mais que la situation pourrait évoluer dans le futur avec l'augmentation des températures moyennes et la modification des standards de confort de vie.

2.1.2. Tertiaire

La méthodologie suivie pour calculer les besoins de chaleur et de froid dans le secteur tertiaire est identique à celle utilisée dans le résidentiel. Les bilans énergétiques sectoriels (tertiaire et production d'énergie) ont permis de redéfinir une matrice de consommation par sous-secteur et par vecteur énergétique. Notons que, l'HORECA, repris dans le sous-secteur du « commerce » dans les bilans énergétiques, a été extrait de ce dernier pour en faire une catégorie à part afin de permettre de spécifier les usages énergétiques particuliers de ce secteur. Pour cela nous nous sommes basés sur les résultats du focus « HORECA » réalisé par l'ICEDD en 2019 pour l'année bilantaire 2017 pour les bilans énergétiques bruxellois (ICEDD, 2019).



Branche tertiaire	Electricité	Gaz naturel	Produits pétroliers et autres	Chaleur	Total
Commerce	582.1	483.7	84.2	41.2	1 191.2
Horeca	113.3	257.4	4.7	0.0	375.4
Transport et communication	387.0	111.7	6.6	1.9	507.2
Banques assur et serv.aux entr.	876.3	625.6	202.3	7.5	1 711.8
Enseignement	119.1	293.5	36.2	23.9	472.6
Santé	232.1	332.7	16.2	54.7	635.7
Culture sports	63.5	56.4	0.0	14.3	134.2
Autres services	137.3	271.9	13.5	12.0	434.6
Administration	561.6	453.4	46.1	9.1	1 070.2
Agro	1.8	4.6	0.0	0.0	6.4
Energie/eau	94.0	94.0	7.9	169.7	365.7
Total Tertiaire	3 168.1	2 985.1	417.6	334.3	6 905.2

Tableau 3: Consommation énergétique tertiaire en 2017 [GWh]

Ces consommations doivent ensuite être ventilées par usage. Pour cela, les résultats d'une étude réalisée par l'Université d'Anvers sur les consommations par usage dans le secteur tertiaire (STEM) ont été considérés ainsi que l'étude sur la répartition des usages électriques du secteur tertiaire en Wallonie (ICEDD, 2014).

Comme pour le secteur résidentiel, ces données sont ensuite croisées avec une matrice de rendements par usage et par vecteur énergétique construite sur base de l'expertise de l'ICEDD et de données théoriques de rendements issues des méthodes de calculs PEB et Energie+.

A ces besoins ainsi obtenus, la chaleur produite par les installations renouvelables (issue des bilans énergétiques « production » de la région bruxelloise) est ajoutée et répartie entre les besoins chauffage et les besoins d'eau chaude sanitaire (ECS).

Les besoins chauffages totaux ainsi obtenus sont ensuite normalisés du point de vue climatique.

	% Usages des combustibles			
	Chauffage	Eau chaude	Autre	Total
Artisanat	93%	7%	0%	100%
Commerce	93%	7%	0%	100%
Eclairage public	0%	0%	0%	0%
Transport commun. hors éclair.	86%	10%	4%	100%
Banques assurances	92%	8%	0%	100%
Enseignement	94%	5%	1%	100%
Universités recherche	94%	5%	1%	100%
Santé	63%	22%	14%	100%
Culture et sport	86%	10%	4%	100%
Autres services	86%	10%	4%	100%
Administration	92%	8%	0%	100%
Energie eau	86%	10%	4%	100%

Tableau 4 : répartition de l'usage des combustibles par usage (STEM)



	% USAGES DE L'ÉLECTRICITÉ									Total
	Eclairage	Chauffage	Eau chaude	Cuisine	Froid	Cond. d'air	Pompes de circulation	Bureautique	Autres	
ARTISANAT	40%	2%	2%	0%	16%	11%	6%	0%	23%	100%
COMMERCE	40%	2%	2%	0%	16%	11%	6%	0%	23%	100%
ECLAIRAGE PUBLIC	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
TRANSPORT COMMUN. HORS ÉCLAIR.	23%	4%	0%	0%	0%	9%	8%	0%	55%	100%
BANQUES ASSURANCES	35%	2%	0%	0%	0%	13%	15%	25%	10%	100%
ENSEIGNEMENT	61%	2%	0%	0%	4%	9%	9%	9%	5%	100%
UNIVERSITÉS RECHERCHE	61%	2%	0%	0%	4%	9%	9%	9%	5%	100%
SANTÉ	32%	1%	0%	0%	0%	8%	6%	0%	53%	100%
CULTURE ET SPORT	23%	4%	0%	0%	0%	9%	8%	0%	55%	100%
AUTRES SERVICES	23%	4%	0%	0%	0%	9%	8%	0%	55%	100%
ADMINISTRATION	35%	2%	0%	0%	0%	13%	15%	25%	10%	100%
ENERGIE EAU	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	90%	100%

Tableau 5 : Répartition de l'électricité consommée par usage dans le secteur tertiaire, ICEDD

Pour l'HORECA, spécifiquement, nous avons considéré les répartitions suivantes ((ICEDD, 2019)) :

RESTAURANTS¹

ELECTRICITE								
CHAUFFAGE	ECLAIRAGE	ECS	CUISSON	VENTILATION	REFRIGERATION	BUREAUTIQUE	TOTAL	
23%	23%		6%	8%	37%	3%	100%	
GAZ								
CHAUFFAGE	ECLAIRAGE	ECS	CUISSON	VENTILATION	REFRIGERATION	BUREAUTIQUE	TOTAL	
21%		27%	52%				100%	

2.1.3. Industrie

Le bilan énergétique industriel bruxellois est retravaillé afin de regrouper les sous-secteurs d'activité par code « NACE 3 digit² ». Pour chacun des secteurs principaux ainsi reconstruit, on assigne un pourcentage, représentant la part de combustible utilisée pour un usage de « chaleur substituable » (Tableau 6). Par chaleur substituable, on entend celle dont les niveaux de température sont suffisamment bas pour qu'ils puissent être couverts par une solution technique alternative (pompes à chaleur, ...). Il s'agit donc de chauffage de locaux, d'ECS, ... On peut noter que cette part de chaleur substituable est très faible dans certains secteurs comme la sidérurgie ou encore les minéraux non métalliques qui utilisent des fours à haute température (> 1000 °C). Toutefois, il faut ajouter que la Région de Bruxelles-Capitale est très peu concernée par ces besoins de chaleur à haute température du fait de la petite taille de son tissu industriel. On considère ensuite un rendement de 85%³ pour passer de la consommation énergétique à la notion de demande.

¹ <https://newlook.dteenergy.com/wps/wcm/connect/dte-web/home/save-energy/business/tips+by+business/restaurant>
d'après US EIA

² La classification **NACE** est la **Nomenclature statistique des Activités économiques dans la Communauté Européenne**, un système de classification des activités économiques

³ Ce rendement de 85% est choisi arbitrairement pour tenir compte de la présence dans l'industrie d'un ensemble d'installations de chauffage (fours, chaudières) aux performances variées.



NACE 3	SOUS BRANCHE	% CHALEUR SUBST
100	SIDERURGIE	0.05
200	MINERAUX NON FERREUX	0.05
300	CHIMIE ORGANIQUE ET INORGANIQUE	0.72
300	CHIMIE	0.72
500	AUTRE ALIMENTATION	0.70
600	TEXTILE	0.76
700	PAPIER IMPRIMERIE	0.92
800	FABRICATIONS METALLIQUES (NON PRECISE)	0.57
900	AUTRES INDUSTRIES	0.53
0	bureau	1.00

Tableau 6: Pourcentage de chaleur substituable dans l'industrie bruxelloise (source : ICEDD)

Il faut noter que les consommations liées à la sidérurgie et aux minéraux non métalliques référencées en Région de Bruxelles-Capitale sont exclusivement le fait d'activités de bureaux. On a donc supposé que les établissements de ces secteurs ont des profils de consommation comparables à des bureaux privés.

Pour déterminer la ventilation par usage de l'électricité consommée par branche industrielle, une étude réalisée par l'ICEDD en collaboration avec les fédérations industrielles donne la répartition suivante :

Fédération	climatisation	chauffage	éclairage	froid process	HVAC	informatique	packaging	pompe à chaleur	ventilation	autres
FEVIA	2,9%	0,0%	12,0%	21,5%	0,2%	0,1%	2,7%	0,0%	0,6%	60,1%
ESSENSCIA	0,4%	0,8%	9,0%	13,5%	5,8%	0,1%	0,4%	0,0%	0,0%	69,9%
Autres	1,0%	0,9%	5,8%	0,5%	0,3%	0,4%	0,9%	0,0%	0,4%	89,7%
FIV-GSV-FEBELCEM-Chaux	0,1%	0,0%	2,6%	0,5%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	96,5%
Industrie Extractive	0,0%	0,8%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	97,1%
FEDUSTRIA-FETRA-AGORIA-FEBELGRA	3,9%	2,4%	15,9%	1,4%	1,2%	1,6%	3,1%	0,0%	1,6%	69,0%

Tableau 7 : Ventilation par usage des consommations électriques dans l'industrie (source ICEDD).

Pour passer de la consommation énergétique au besoin de froid, on applique un COP de 3 pour les applications liées à l'HVAC (ventilation, climatisation) et une valeur moyenne de 2 pour la production de froid liée à des « process » (architecture et climat, s.d.).

2.2. La demande actuelle

En appliquant la méthodologie décrite ci-dessus, on peut calculer la demande actuelle de chaleur et de froid par usage pour les trois grands secteurs consommateurs.

Pour rappel les chiffres présentés ci-dessous, représentent des demandes (et non des consommations) normalisées.



2017 (GWh)	Demande - Par usage							TOTAL
	Total Chauffage principal	Chauffage d'appoint	Eau chaude sanitaire	Cuisson	Conditionnement d'air	réfrigération / (process froid)	Autres usages électriques	
Tertiaire	3 093.6		289.4	141.8	1 075.4	343.7	2 515.7	7 459.6
Logement	4 891.9	63.0	646.5	254	26.8	530.0	1 025.2	7 437.4
Industrie	194.0				32.0	24.3		250.3
Total	8 179.5	63.0	935.9	395.8	1 134.1	898.0	3 540.9	15 147.3

Tableau 8 : Demandes actuelles de chaleur et de froid par secteur et par usage

Une part seulement de cette demande est substituable par des solutions techniques alternatives telle qu'une cogénération ou un réseau de chaleur et/ou de froid efficace (Tableau 9).

2017 (GWh)	Demande de chaleur		Demande de froid	
	Besoin total de chaleur	Chaleur substituable (= total - cuisson)	Besoin Froid	Froid substituable (= airco uniquement)
Tertiaire	3 525	3 383	1 419	1 075
Logement	5 855	5 601	557	27
Industrie	194	194	56	32
Total	9 574	9 179	2 032	1 134

Tableau 9 : Demandes sectorielles de chaleur et de froid (totales et substituables)

Les besoins globaux de chaleur (soit la demande en chaleur totale) (9,57 TWh) représentent 60,6% de la demande énergétique totale des 3 secteurs tout type de demandes confondues, ce qui montre l'importance de ces besoins dans le bilan énergétique.

Le froid substituable est, par définition, celui qui est lié au conditionnement d'air et il se concentre en grande majorité dans le secteur tertiaire (95%).

2.2.1. Résidentiel

Selon la méthodologie précisée dans les paragraphes précédents, les besoins normalisés substituables du secteur résidentiel en Région de Bruxelles-Capitale s'élèvent à 5 601 GWh pour la chaleur et 27 GWh pour le froid pour l'année 2017 (Tableau 9).

Le détail des besoins de chauffage et de froid normalisés, substituables ou non, par vecteur énergétique et par type de logement, est donné au Tableau 11.

A partir des calculs et éléments travaillés dans le cadre de cette tâche on peut estimer la consommation finale réelle spécifique et la part réelle consacrée au chauffage.



Les consommations moyennes par logement liées au chauffage disponibles dans le détail des bilans énergétiques bruxellois sont de 8 271 kWh pour les appartements et 20 690 kWh pour les maisons, en considérant les superficies moyennes actuelles⁴, on peut déterminer les consommations spécifiques moyennes des logements en Région de Bruxelles-Capitale (Tableau 10).

	Consommation moyenne de chauffage moyenne par type de logement en 2017 [kWh]	Superficie moyenne par type de logement [m ²]	Consommation spécifique moyenne par logement [kWh/m ²]
Appartement	8 271	76	109
Maison	20 690	176	118

Tableau 10 : Consommation spécifique moyenne par logement en Région de Bruxelles-Capitale en 2017

En considérant les superficies disponibles dans la matrice cadastrale de la Région de Bruxelles-Capitale pour les appartements et maisons, on calcule une consommation finale liée au chauffage et auxiliaires moyenne pondérée de 113 kWh/m²/an.

Cette consommation finale est ensuite normalisée afin de supprimer l'influence de la variation du climat d'une année à l'autre. Enfin, on applique un rendement moyen calculé pour l'ensemble de la demande afin d'obtenir un besoin de chauffage spécifique pour le logement moyen bruxellois (maison + appartement). La valeur ainsi calculée est de 99 kWh/m²/an.

A la section 4, nous travaillerons sur base de ces consommations afin de les comparer avec l'objectif de consommation spécifique des logements bruxellois de 100 kWh/m²/an fixé dans la Stratégie de Rénovation.

⁴ Information de Bruxelles Environnement



Année	Type logement	Usage	Gasoil	Gaz naturel	Charbon	Butane propane	Bois	Vapeur cogén.	Chaleur (Géo)	Chaleur (PAC)	Chaleur (Sol. Therm.)	Electricité	Total
2017	Tous logements	Electricité spécifique	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1 025.2	1 025.2
2017	Tous logements	Conditionnement d'air										26.8	26.8
2017	Tous logements	réfrigération/congélation										530.0	530.0
2017	Tous logements	Cuisson	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2017	Tous logements	Eau chaude sanitaire	18.04	509.67	0.01	0.38	-	-	-	0.12	4.69	113.55	646.5
2017	Tous logements	Chauffage d'appoint	-	-	13.61	-	27.46	-	-	-	-	21.97	63.0
2017	Appartements Chauff. princip.	Chauffage central	498.6	2 281.2	0.2	18.9	0.0	18.6	0.0	3.3	0.0	33.6	2 854.5
2017	Appartements Chauff. princip.	Chauffage décentr.	6.2	347.6	1.3	11.0	0.4	0.0	0.0	0.3	0.0	11.9	378.7
2017	Appartements Chauff. princip.	Total chauff appart	504.8	2 628.8	1.5	29.9	0.4	18.6	0.0	3.6	0.0	45.5	3 233.1
2017	Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage central	162.0	1 308.6	0.2	7.9	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	7.7	1 487.2
2017	Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage décentr.	3.3	146.6	1.3	3.9	12.6	0.0	0.0	1.2	0.0	2.7	171.6
2017	Maisons unifamil. Chauff. princip.	Total Chauff Mais	165.3	1 455.3	1.5	11.8	12.6	0.0	0.0	1.8	0.0	10.4	1 658.7
2017	Chauffage principal	Chauffage central	660.7	3 589.8	0.5	26.8	0.0	18.6	0.0	4.0	0.0	41.2	4 341.7
2017	Chauffage principal	Chauffage décentr.	9.5	494.2	2.6	14.9	13.0	0.0	0.0	1.5	0.0	14.6	550.2
2017	Chauffage principal	Total chauff princ	670.1	4 084.0	3.1	41.7	13.0	18.6	0.0	5.5	0.0	55.9	4 891.9
2017	Total	Total hors chauffage	18.0	509.7	13.6	0.4	27.5	0.0	0.0	0.1	4.7	1 717.5	2 291.5
2017	Total	Total chauffage	670.1	4 084.0	3.1	41.7	13.0	18.6	0.0	5.5	0.0	55.9	4 891.9
2017	Total	besoin chaleur substituable	688.2	4 593.7	16.7	42.1	40.4	18.6	0.0	5.6	4.7	191.4	5 601.4
2017	Total	besoin de froid substituable	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.8	26.8
2017	Total	Total	688.2	4 593.7	16.7	42.1	40.4	18.6	0.0	5.6	4.7	1 773.4	7 183.4

Tableau 11 : Demande normalisée de chaleur et de froid pour le secteur résidentiel sur base des consommations en 2017 (GWh)



2.2.2. Tertiaire

Selon la même méthodologie, les besoins normalisés de chaleur et de froid substituables du secteur tertiaire en Région de Bruxelles-Capitale s'élèvent à 3 383 GWh (3093 + 289) pour la chaleur et 1 075 GWh pour le froid sur base de la consommation bilantaire de 2017.

en GWh PCI	DEMANDE - Par usage (normalisée)						Besoin de chaleur		Besoin de froid	
	Total Chauffage	Eau chaude sanitaire	Cuisson	Froid HVAC	Froid réfrigération	autres usages	Besoin total de chaleur	Chaleur substituable	Besoin totaux de froid	Froid substituable
Branche tertiaire										
Commerce	552.2	37.3	0.0	192.1	227.0	404.0	589.6	589.6	419.1	192.1
Horeca	93.9	46.5	141.8	27.2	104.8	0.0	282.2	140.4	132.0	27.2
Transport et communication	106.5	7.8	0.0	150.9	0.0	333.7	114.4	114.4	150.9	150.9
Banques assur et serv.aux entr.	738.5	43.5	0.0	341.8	0.0	744.9	782.0	782.0	341.8	341.8
Enseignement	320.1	11.4	0.0	30.4	11.8	106.0	331.5	331.5	42.2	30.4
Santé	258.4	71.3	0.0	57.7	0.0	259.6	329.7	329.7	57.7	57.7
Culture sports	62.7	5.5	0.0	17.8	0.0	57.5	68.2	68.2	17.8	17.8
Autres services	250.9	19.5	0.0	38.4	0.0	130.7	270.3	270.3	38.4	38.4
Administration	456.7	26.5	0.0	219.0	0.0	477.4	483.2	483.2	219.0	219.0
Agro	3.8	0.3	0.0	0.0	0.0	2.0	4.1	4.1	0.0	0.0
Energie/eau	249.8	19.9	0.0	0.0	0.0	0.0	269.7	269.7	0.0	0.0
Total Tertiaire	3 093.6	289.4	141.8	1 075.4	343.7	2 515.7	3 524.9	3 383.1	1 419.0	1 075.4

Tableau 12: demande de chaleur et de froid du secteur tertiaire par branche d'activités en Région de Bruxelles-Capitale : par vecteurs et usages



2.2.3. Industrie

Le secteur industriel, relativement peu important en Région de Bruxelles-Capitale, a selon la même méthodologie de calcul, des besoins normalisés substituables de 194 GWh pour la chaleur et 32 GWh pour le froid sur base de la consommation bilantaire de 2017 (Tableau 13).

en GWh PCI, 2017

Branche industrie	Demande - besoin de chaleur	demande - besoin de froid	demande - froid process	Autres usages	
	Chaleur Substituable	Cooling substituable		"Elec"	"combustibles"
SIDERURGIE	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0
NON FERREUX	0.1	0.1	0.4	32.3	3.3
CHIMIE	27.4	0.3	7.1	18.9	21.5
MINERAUX NON METALLIQUES	0.3	0.0	0.0	2.2	0.1
ALIMENTATION	33.6	7.1	35.3	39.9	27.9
TEXTILE	5.0	0.1	0.0	0.7	3.5
PAPIER FABRICATIONS	18.5	3.5	0.8	26.2	7.9
METALLIQUES	64.8	12.2	2.9	90.4	78.6
AUTRES INDUSTRIES	44.3	8.7	2.0	64.2	60.7
TOTAL INDUSTRIE	194.0	32.0	48.6	275.2	203.5

Tableau 13 : Demande substituable de l'Industrie bruxelloise

2.3. Diminution des besoins par la mise en place de l'objectif de 100 kWh/m²/an

Comment estimer la diminution des besoins de chaleur que l'on peut attendre suite à la mise en place de l'objectif de consommation spécifique primaire (ECS incluse) de 100 kWh/m²/an de la Stratégie de Rénovation (voir section 4) ?

En soustrayant la part de l'ECS estimée à 20 kWh/m²/an, on obtient une consommation primaire spécifique liée au chauffage de 80 kWh/m²/an. Celle-ci peut être convertie en énergie finale et vaut alors 76 kWh/m²/an.

Si on compare ce chiffre de 76 kWh/m²/an avec les résultats de la section 2.1.1, la diminution des besoins lié au chauffage serait de 24%.

Néanmoins, il est important de noter que nous partons des consommations réelles pour estimer un besoin spécifique réel de 99 kWh/m²/an (section 2.1.1). Par ailleurs, nous considérons comme point de départ une donnée de consommations spécifique théorique, calculée sur base des méthodologie PEB (l'objectif de la Stratégie de Rénovation mentionné plus haut).

On sait que la différence entre les valeurs estimées par cette méthode et les consommations mesurées peut être relativement importante même si elle se réduit pour les bâtiments performants, ce qui est donc le cas pour des bâtiments après rénovation.

Néanmoins, une étude réalisée par le CSTC et Architecture et Climat (Architecture_et_Climat & CSTC, 2018), estime que la consommation spécifique finale mesurée pour des bâtiments récents performants reste encore, en moyenne, inférieure de 30% à celle qui est estimée par ces méthodes de calcul.

Si on applique cette réduction aux besoins spécifiques calculés pour le chauffage (76 kWh), on obtient un besoin de chaleur de 53 kWh/m²/an qui représente une réduction de 46% par rapport au 99 kWh/m²/an estimés en 2017 (voir section 2.2.1).



2.4. L'évolution de la demande dans un scénario de rénovation BAU.

L'évolution des demandes à l'horizon 2030 et 2050, dans un scénario Business As Usual (BAU), est calculée sur base des hypothèses décrites ci-dessous.

Pour le secteur résidentiel :

- La demande en chauffage résidentiel est divisée en deux parties distinctes : la demande dans les bâtiments existants et la demande dans les bâtiments neufs.
 - o La première diminuera à partir de l'année 2018 sur base d'un taux de rénovation de 1% des logements et d'une réduction des besoins chauffage des logements rénovés de 46%⁵ par rapport à la situation initiale.
 - o Le besoin en chauffage pour les bâtiments neufs est lui considéré égal à 15 kWh/m²/an (objectif en place lié à la PEB), le nombre de m² est fonction de l'évolution du nombre de ménage et des m² moyens des logements actuels. Dans ces scénarii, et dans le cadre limité de cette étude, nous n'avons pas considéré une éventuelle évolution de la superficie moyenne des habitations neuves.
- L'évolution de la demande en ECS est fonction de l'évolution de la population (source : IBSA). Ce faisant, on considère que les besoins en ECS sont constants par personne.
- Nous avons également supposé une amélioration des rendements globaux d'équipements de chauffage et d'ECS, en considérant un taux de renouvellement des installations de 3% par an. Cette hypothèse conduit à une amélioration de la consommation énergétique est de 11,6 % en 2050 par rapport à 2017.
- Dans le cadre de cette étude, nous avons supposé que la demande de froid est uniquement influencée par l'évolution du nombre de ménages. La raison de cette hypothèse simplificatrice est liée au fait que la demande en froid n'est pas uniquement liée à l'augmentation des températures mais surtout aux changements de l'ensoleillement. Dans ces conditions et même si les températures moyennes vont croître d'ici 2050, il est très difficile d'estimer la hausse de demande spécifique de froid par logement.

Pour le secteur tertiaire :

- De la même manière que pour le résidentiel, la demande en chauffage est divisée entre les bâtiments existants et les bâtiments neufs.
 - o La première diminuera à partir de l'année 2018 sur base d'un taux de rénovation de 1% des bâtiments tertiaires et d'une réduction des besoins chauffage des bâtiments tertiaires rénovés de 46% par rapport à la situation initiale (à ce stade nous avons considéré la même réduction que pour le résidentiel). Ce qui donne une amélioration annuelle de 14,2 GWh/an.
 - o Le besoin en chauffage pour les bâtiments neufs est lui considéré égal à 15 kWh/m²/an (objectif en place lié à la PEB), le nombre de m² est fonction de l'évolution du nombre d'emplois et du nombre de m² moyens/ETP⁶ disponible pour l'année 2017 dans les bilans énergétiques. Dans ces scénarii, nous n'avons pas considéré d'évolution de ce nombre de m² moyen/ETP.
- Nous avons également supposé une amélioration des rendements globaux d'équipements de chauffage et d'ECS, en considérant un taux de renouvellement des installations de 3% par an. Cette hypothèse conduit à une amélioration de la consommation énergétique est de 11,6 % en 2050 par rapport à 2017.

⁵ il s'agit d'une amélioration identique à celle calculée par la mise en place des performances liées à la stratégie rénovation (cfr section 2.3), seul le taux de rénovation est égal à celui que l'on observe aujourd'hui.

⁶ Equivalent Temps Plein



- L'évolution de la demande en ECS et la demande en froid substituable (lié, rappelons-le au conditionnement d'air) sont liées à l'évolution du nombre d'employés en Région bruxelloise (données IBSA et Stabel, extrapolées jusqu'en 2050).
- L'évolution des autres demandes est influencée par l'évolution du PIB, dont la demande « électricité spécifique ».

Pour le secteur industriel :

- La demande de chaleur et de froid dans l'industrie est supposée évoluer de la même façon que l'évolution du Produit Intérieur Brut global (PIB) (BFP and Institut des comptes nationaux, 2020)

L'application de ces différentes hypothèses permet d'obtenir les tableaux suivants qui donnent l'évolution de la demande totale de chaleur et de froid à l'horizon 2050 dans le résidentiel (Tableau 14), le tertiaire (Tableau 15) et l'industrie (Tableau 16).

Usages résidentiels - Rénovation 1%	2017	2020	2025	2030	2040	2050
total de la demande substituable	5 628	5 621	5 514	5 406	5 196	4 984
Total chaleur substituable	5 601	5 594	5 486	5 378	5 168	4 956
Total froid substituable	27	27	27	27	28	28
Chauffage principal - existant	4 892	4 865	4 746	4 627	4 389	4 150
Chauffage d'appoint - existant	63	64	64	65	65	66
Chauffage principal - neuf	-	13	17	22	32	42
Cuisson	254	258	259	261	264	267
Eau chaude sanitaire	646	652	659	665	682	697
Electricité spécifique	1 025	1 035	1 045	1 055	1 081	1 106
Froid - Conditionnement d'air	27	27	27	27	28	28
Froid - réfrigération	530	538	541	544	550	556

Tableau 14 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur résidentiel en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 1%/an (GWh)

Usages tertiaires - Rénovation 1%	2017	2020	2025	2030	2040	2050
total de la demande substituable	4 458	4 433	4 372	4 350	4 295	4 234
Total chaleur substituable	3 383	3 346	3 283	3 227	3 112	2 994
Total froid substituable	1 075	1 087	1 089	1 123	1 184	1 240
Chauffage existant	3 094	3 051	2 980	2 909	2 766	2 624
Chauffage neuf	-	2	7	13	23	32
Total ECS	289	293	296	306	322	338
Cuisson.	142	130	150	158	186	223
Froid - Réfrigération.	344	316	365	382	449	541
Froid - Conditionnement d'air	1 075	1 087	1 089	1 123	1 184	1 240
Autres (électricité spécifique)	2 516	2 314	2 669	2 798	3 290	3 958

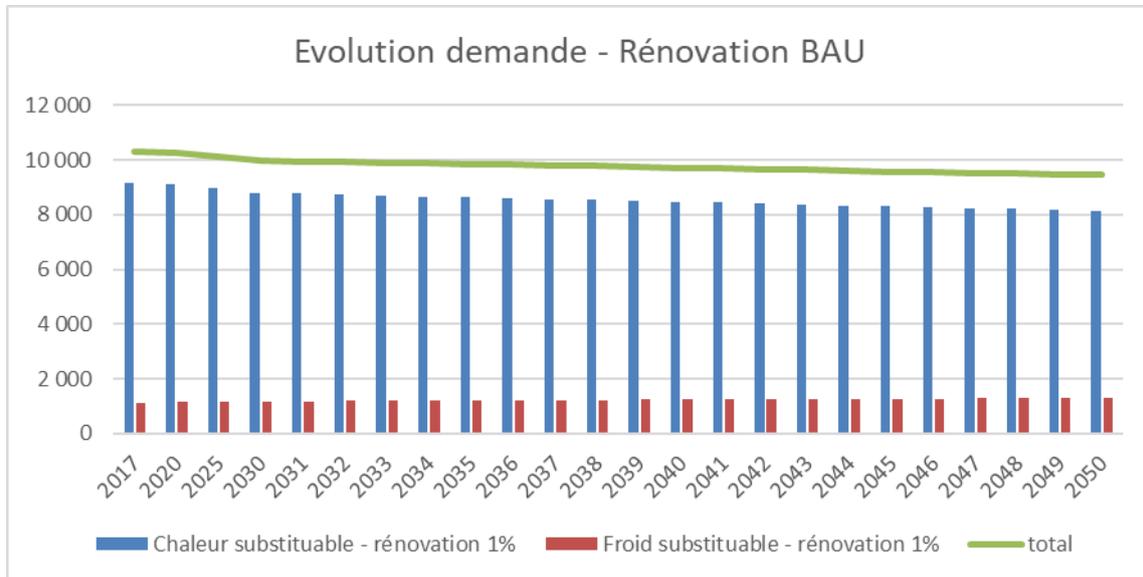
Tableau 15 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur tertiaire en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 1%/an (GWh)

Usages industriels	2017	2020	2025	2030	2040	2050
total de la demande substituable	226	208	228	228	230	230
Total chaleur substituable	194	178	196	196	198	198
Total froid substituable	32	29	32	32	33	33
Chaleur substituable	194	178	196	196	198	198
Autres usages (Combustibles)	203	187	206	206	207	208
Autres usages (électricité)	275	253	278	278	281	281
Froid conditionnement d'air	32	29	32	32	33	33
Froid process	49	45	49	49	50	50

Tableau 16 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur industriel en Région de Bruxelles-Capitale (GWh)



Si l'on s'intéresse uniquement aux demandes substituables, on constate que la demande de chaleur passe de 9.8 TWh en 2017 à 8.1 TWh en 2050 et que la demande de froid progresse légèrement pour passer de 1.1 de 1.3 TWh sur la même période. La demande totale de chaleur et de froid substituable passe donc de 10.3 TWh à 9.5 TWh entre 2017 et 2050 (voir graphique ci-dessous).



Graphique 1: Evolution de la demande de chaleur et de froid substituable en Région de Bruxelles-Capitale entre 2017 et 2050 avec un taux de rénovation de 1%/an (GWh)

2.5. L'évolution de la demande dans un scénario de rénovation accélérée

On peut recalculer l'évolution de la demande de chaleur et de froid dans les différents secteurs en supposant, cette fois-ci, que le taux annuel de rénovation des bâtiments résidentiels et tertiaires passe de 1 à 3% comme c'est prévu dans la dernière Déclaration de Politique Régionale (DPR) bruxelloise. Les autres hypothèses de calcul sont maintenues inchangées.

Avec cette accélération du taux de rénovation du bâti bruxellois, on peut calculer que la demande de chaleur substituable en 2050 s'élève à 3528 GWh dans le secteur résidentiel (Tableau 17) et à 2054 GWh dans le secteur tertiaire (Tableau 18). Par ailleurs, on considère que le secteur industriel n'est pas impacté par cette accélération de la stratégie de rénovation.

Usages résidentiels - Rénovation 3%	2017	2020	2025	2030	2040	2050
total de la demande substituable	5 628	5 621	5 276	4 930	4 243	3 556
Total chaleur substituable	5 601	5 594	5 248	4 902	4 215	3 528
Total froid substituable	27	27	27	27	28	28
Chauffage principal - existant	4 892	4 865	4 508	4 150	3 436	2 722
Chauffage d'appoint - existant	63	64	64	65	65	66
Chauffage principal - neuf	-	13	17	22	32	42
Eau chaude sanitaire	646	652	659	665	682	697
Cuisson	254	258	259	261	264	267
Electricité spécifique	1 025	1 035	1 045	1 055	1 081	1 106
Froid - Conditionnement d'air	27	27	27	27	28	28
Froid - réfrigération	530	538	541	544	550	556

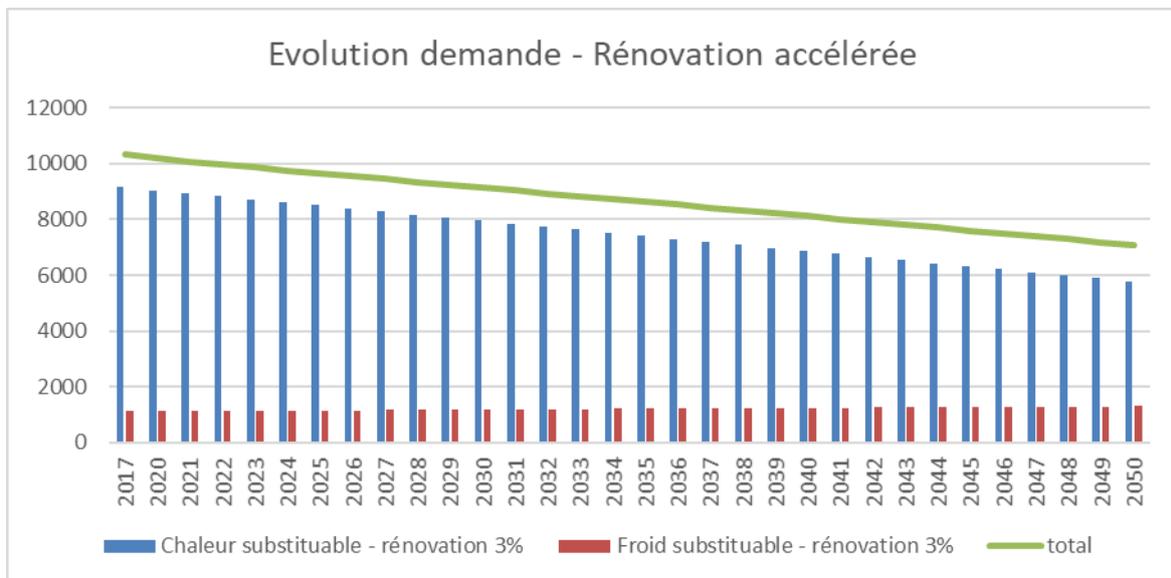
Tableau 17 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur résidentiel en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 3%/an (GWh)



Usages tertiaire - Rénovation 3%	2017	2020	2025	2030	2040	2050
total de la demande substituable	4 458	4 348	4 144	3 980	3 641	3 295
Total chaleur substituable	3 383	3 260	3 055	2 857	2 457	2 054
Total froid substituable	1 075	1 087	1 089	1 123	1 184	1 240
Total chauffage existant	3 094	2 966	2 752	2 539	2 112	1 685
total chauffage neuf	-	2	7	13	23	32
Total ECS	289	293	296	306	322	338
Cuisson.	142	130	150	158	186	223
froid - Réfrigération.	344	316	365	382	449	541
froid - Conditionnement d'air	1 075	1 087	1 080	1 082	1 081	1 075
Autres (électricité spécifique)	2 516	2 314	2 669	2 798	3 290	3 958

Tableau 18 : Evolution de la demande de chaleur et de froid dans le secteur tertiaire en Région de Bruxelles-Capitale avec un taux de rénovation de 3%/an (GWh)

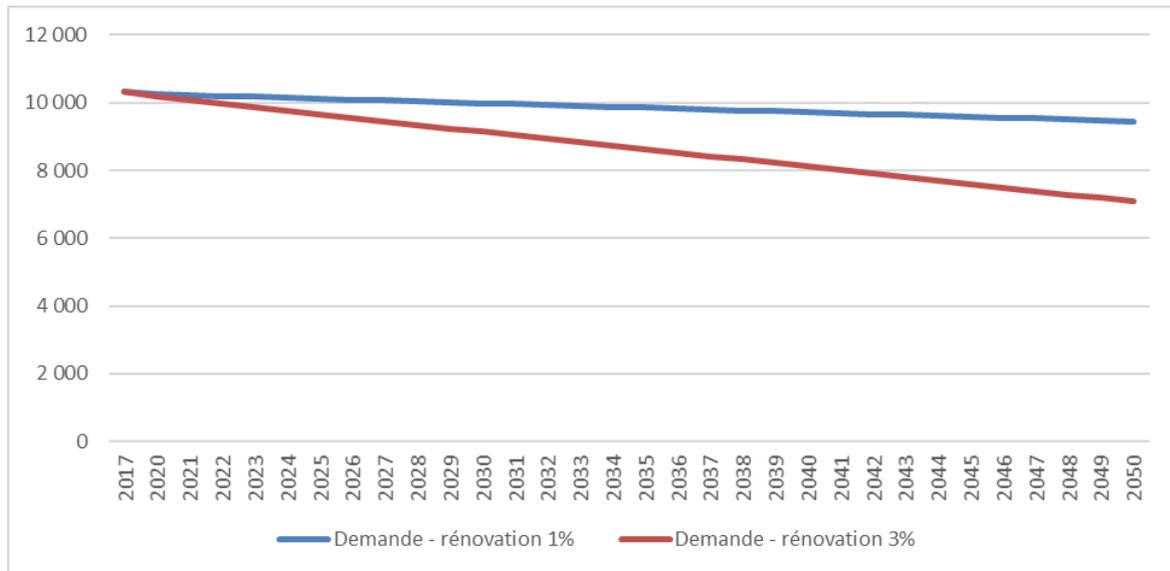
On peut alors calculer l'évolution globale des demandes de chaleur substituable dans ce scénario de rénovation accélérée du bâti. Cette fois la demande de chaleur substituable passe de 9.8 TWh en 2017 à 5.8 TWh en 2050 (Graphique 2). Ce sont ces 5.8 TWh de demande de chaleur substituable qu'il conviendra d'assurer par des moyens de production décarbonés (cf. sections 6 et 7).



Graphique 2 : Evolution de la demande de chaleur et de froid substituable en Région de Bruxelles-Capitale entre 2017 et 2050 avec un taux de rénovation de 3%/an (GWh)

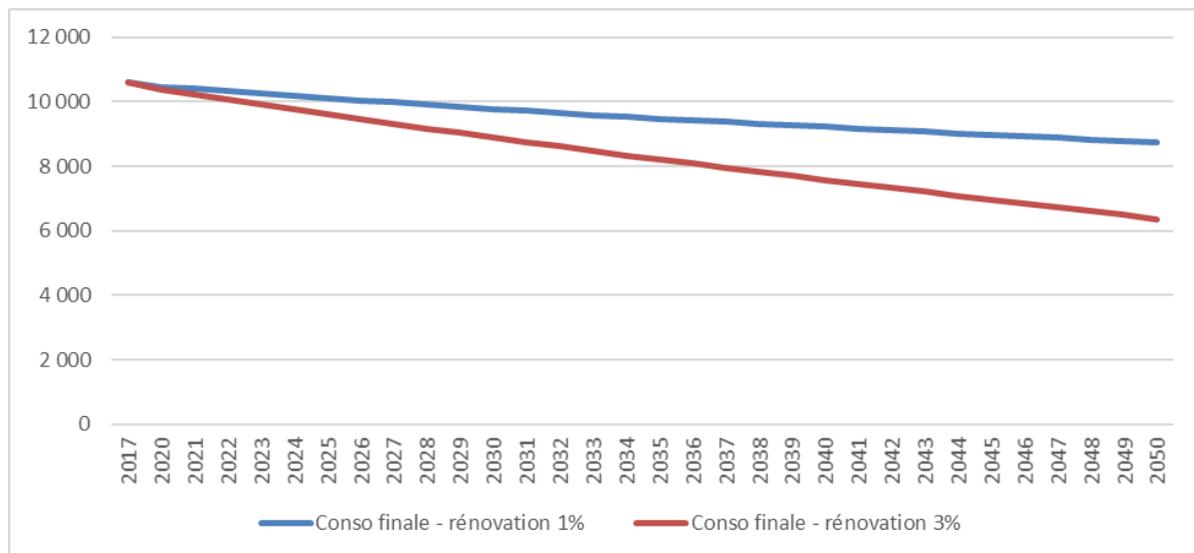
2.6. Comparaison entre les deux scénarios

Les graphiques suivants montrent la différence entre les deux scénarios de rénovation du bâti étudiés (taux de rénovation de 1%/an ou de 3% par an). Le premier graphique donne l'évolution de la demande de chaleur et de froid de 2017 à 2050.



Graphique 3 : Evolution de la demande de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale dans deux scénarios de rénovation bâti

On peut également, en reprenant les mêmes hypothèses de rendement, calculer les consommations finales induites par ces demandes de chaleur et de froid substituables.



Graphique 4 : Evolution de la consommation d'énergie liée à la demande de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale dans deux scénarios de rénovation bâti

On peut noter que les consommations finales sont plus faibles que les demandes sommées. Ce résultat est dû à la demande et à la consommation finale liées au froid. En effet, le coefficient de performance d'une machine de froid est supérieur à un, ce qui implique une consommation en énergie finale inférieure à la demande.



3. Cartographie des besoins de chaleur et de froid

3.1. Méthodologie de spatialisation des besoins

3.1.1. Estimation des besoins

Pour pouvoir cartographier les besoins de chaleur et de froid substituables pour le chauffage, l'ECS et le froid des secteurs résidentiels, tertiaires et industriels, il a tout d'abord fallu estimer ceux-ci (cfr section 2).

Pour le secteur résidentiel, nous avons considéré la matrice cadastrale transmise par le SPF finance, cette matrice reprend l'ensemble des parcelles cadastrales et, éventuellement, une description du bâtiment. Nous avons retravaillé cette matrice afin de pouvoir associer à la superficie de ce bâti (donnée de cette matrice) un besoin spécifique lié à la demande en chaleur de chauffage et d'ECS. Nous avons pu différencier les superficies totales d'appartements et de maisons ainsi que les demandes afin d'avoir une précision supplémentaire.

Sur base du bilan et de travail réalisé à la section 2, on connaît le besoin de chauffage total pour l'ensemble des maisons et des appartements. En divisant ces informations par les superficies totales des maisons et appartement nous obtenons des besoins spécifiques de chacun.

Pour l'ECS, nous avons calculé un ratio donnant les besoins en ECS/m² habités. Ces besoins spécifiques sont ensuite utilisés pour estimer, pour chacune des lignes cadastrales correspondant à des appartement ou à des maisons, un besoin de chauffage et un besoin d'ECS individuel.

De leur côté, la demande de chaleur et de froid des secteurs tertiaires et industriels a été calculée sur base de chiffres des bilans énergétiques.

3.1.2. Spatialisation des besoins

Une fois l'estimation des besoins réalisée, la cartographie a été effectuée via le logiciel ArcGIS. Selon les cas, il fut nécessaire de réconcilier les besoins des parcelles cadastrales ou les consommations individuelles des établissements tertiaires et industriels avec les secteurs statistiques dans lesquels ils sont localisés. Dans le cadre de cet exercice, nous avons toujours employé le système de projection belge Lambert 1972.

A. Densité énergétique des besoins de chaleur et de froid

Pour le résidentiel, les besoins de chaleur et de froid à disposition étaient définis par parcelle cadastrale dans un tableau Excel. Chaque parcelle étant associée à un CaPaKey⁷, il est possible de les identifier précisément. Comme plusieurs points de consommation peuvent néanmoins être associés à un CaPaKey, nous avons d'abord regroupé les consommations par CaPaKey en les sommant.

Si nous disposions des données de consommation des parcelles, il était également nécessaire d'associer ces consommations à leur localisation spatiale. Pour cela, nous avons d'abord utilisé deux couches recensant d'une part les parcelles cadastrales et leur localisation (*Bpn_CaPa_BRU*⁸), et d'autre part les secteurs statistiques et leur localisation (fichier ICEDD).

⁷ Clé unique de la parcelle cadastrale

⁸ Téléchargé depuis le site suivant : https://eservices.minfin.fgov.be/myminfin-web/pages/cadastral-plans?_ga=2.208903122.1579110607.1613388656-2003494290.1610609443



Ensuite, la première étape dans ArcGIS a consisté à créer une intersection géométrique entre ces deux types d'entités. Pour cela, nous avons employé la commande « intersecter » entre les couches. De cette manière, nous avons associé chaque parcelle à un secteur statistique de la région.

Etant donné qu'une parcelle peut être localisée à cheval sur plusieurs secteurs statistiques, l'opération a permis également de créer des morceaux de parcelles – associés à un secteur statistique unique – et de calculer la surface proportionnelle de ces morceaux de parcelles.

Grâce à cela, nous avons calculé le ratio de surface – surface du morceau de parcelle par rapport à la surface de la parcelle entière – qui nous permettra d'éviter le double comptage des données de consommation.

Nous avons ensuite réconcilié les estimations de consommation par parcelle cadastrale avec le fichier de spatialisation des parcelles grâce au CaPaKey. Finalement, nous avons calculé la part de consommation énergétique de chacun des morceaux de parcelle via le ratio de surface avant de regrouper ces résultats par secteur statistique.

Comme nous connaissons la surface des secteurs statistiques, les résultats ont été exprimés en GWh/km² et illustré par la Figure 2 qui donne la densité de besoins de chaleur du secteur résidentiel. Cinq catégories de consommation ont été réalisées selon la méthode des seuils naturels de Jenkins⁹.

Pour les secteurs tertiaires et industriels, une approche similaire a été réalisée en vue de réconcilier les données à notre disposition à leur lieu de consommation. Les données sont ainsi regroupées au niveau des secteurs statistiques. A nouveau, nous avons exprimé la densité énergétique en ramenant ces résultats en GWh/km² et cinq catégories de consommation ont été réalisées selon la méthode des seuils naturels de Jenkins. Ces résultats sont illustrés à la Figure 3 pour la demande de chaleur et à la Figure 4 pour la demande de froid.

B. Autres

Quatre autres cartes ont été réalisées afin de visualiser au mieux les points de consommation importants de la région. Nous détaillons ce que nous avons réalisé par ordre de présentation des cartes.

Premièrement, nous avons cherché à identifier les secteurs statistiques situés dans un rayon d'un kilomètre autour de l'incinérateur de Neder-Over-Heembeek pour déterminer l'intérêt d'y étendre le réseau de chaleur récupérant la chaleur fatale de cette installation¹⁰. Pour cela, nous avons réalisé sur ArcGIS la création d'une zone tampon d'un kilomètre de rayon. La Figure 5 illustre les secteurs statistiques qui, au minimum, croise le rayon d'un kilomètre depuis l'incinérateur. Ces secteurs sont coloriés selon leur densité énergétique de chaleur en tenant compte de la combinaison des données de consommation de chaleur pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel.

On constate que l'incinérateur n'est pas idéalement placé pour y développer un réseau de chaleur puisque les secteurs statistiques les plus proches sont très peu consommateurs de chaleur. Il s'agit là d'une situation assez normale puisqu'on évite de construire ce genre d'installation à proximité immédiate de logements. De toute façon, le phasing out de l'incinérateur prévu par les Autorités bruxelloise (voir section 4) limite fortement l'intérêt d'un réseau de chaleur centré autour de cette installation.

Deuxièmement, un exercice similaire a été conduit en créant des zones tampons de 1km de part et d'autre du canal pour identifier le potentiel de création de réseau de 4^{ème} génération qui pourrait être installé le long de cette voie d'eau. Pour cet exercice, nous avons d'abord dû vectoriser le canal via ArcGIS et découper le vecteur unique en de multiples vecteurs de 1 km de longueur. Cette méthode est indispensable pour pouvoir réaliser plusieurs zones tampons autour d'un même vecteur. Ensuite, nous

⁹ ArcGIS propose la définition suivante : « Les seuils de classe sont créés de manière à optimiser le regroupement des valeurs similaires et à maximiser les différences entre les classes. Les entités sont réparties en classes dont les limites sont définies aux endroits où se trouvent de grandes différences dans les valeurs de données ».

¹⁰ Avec une production nette de chaleur estimée à 166 GWh en 2017 contre une vente de chaleur au réseau de seulement 2,2 GWh (et de 0,7 GWh au tertiaire), un potentiel résiduel existe pour étendre le réseau vu la quantité de chaleur pouvant être distribuée.



avons à nouveau mutualisé les besoins des chaleurs pour les secteurs résidentiels, tertiaires et industriels. En sommant, les besoins regroupés au sein de chacune de ces zones, nous cherchons à identifier quelles zones sont les plus énergétiquement intensives en termes de besoins de chaleur voire les plus pertinentes dans le but d'installer un réseau de chaleur. La Figure 6 reprend les résultats de cet exercice, exprimés ici en GWh. Il est important de noter que comme plusieurs zones peuvent se chevaucher, les mêmes données de consommations peuvent être comptabilisées dans plusieurs zones. Néanmoins, à l'instar de ce qui a été fait pour les Figure 2 et Figure 3, nous avons appliqué un ratio de consommation par unité de surface pour refléter la proportion de chaque secteur réellement situé dans la zone tampon.

Troisièmement, la densité énergétique de demande de chaleur pour les trois secteurs consommateurs (résidentiel tertiaire et industrie) a été estimée pour l'ensemble de la région dans des zones de 1 km de côté. L'objectif est ici de déterminer les zones de 1 km² les plus intéressantes pour la construction de réseaux de chaleur (cf. section 7). Pour cela, nous avons créé un maillage de la région par carrés de 1km² grâce à l'outil « Créer un quadrillage » d'ArcGIS. En suivant la même procédure qu'expliquée précédemment via l'outil « intersecter », on peut calculer la densité énergétique de demande de chaleur de chacune de ces mailles (Figure 7). A l'analyse de cette carte, on constate, sans surprise, que les zones les plus intéressantes pour l'installation de réseaux de chaleur sont concentrées dans le centre de la Région de Bruxelles-Capitale ce qui ne sera pas sans poser problème tant pour des questions de place disponible que de qualité de l'air.

Enfin sur base des informations transmises par le régulateur, nous avons dressé l'inventaire des installations de cogénération actives en Région de Bruxelles-Capitale, mises en service avant 2019. Nous en avons recensé 175 qui sont représentées par catégories de puissance thermique comme (voir Figure 8). Nous avons complété cette carte avec l'incinérateur de NOH. En outre, nous avons également repris les installations géothermiques ouvertes (ATES) et fermées (BTES). Celles-ci ont été extraites depuis le site de Bruxelles Environnement¹¹.

¹¹ Les données GIS ont été importées dans le logiciel de cartographie QGIS au-travers d'un lien WMS disponible à l'URL suivant : <https://environnement.brussels/content/acces-aux-donnees-cartographiques>



3.2. Principaux résultats

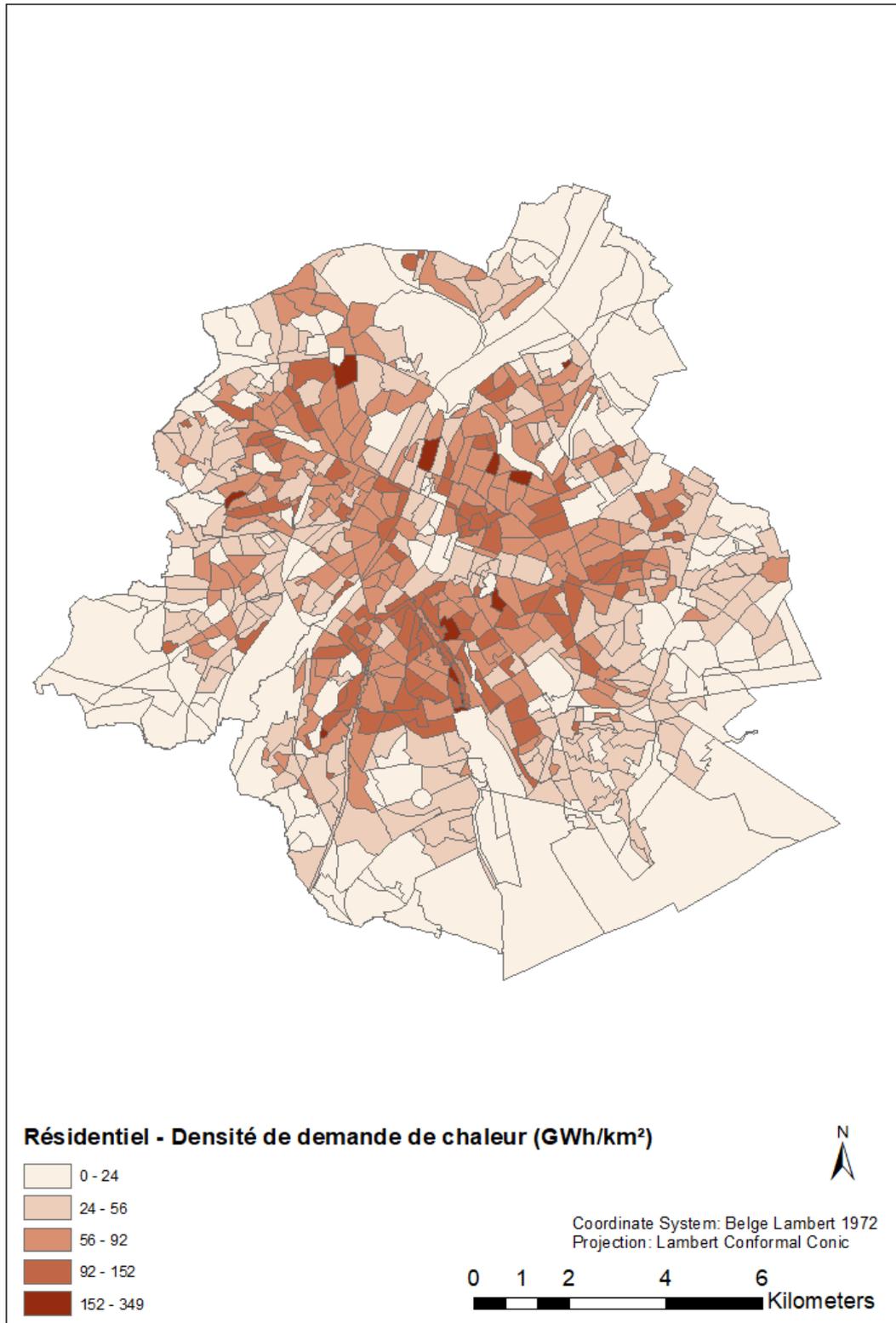


Figure 2: Densité de demande de chaleur du secteur résidentiel par secteur statistique (GWh/km²)

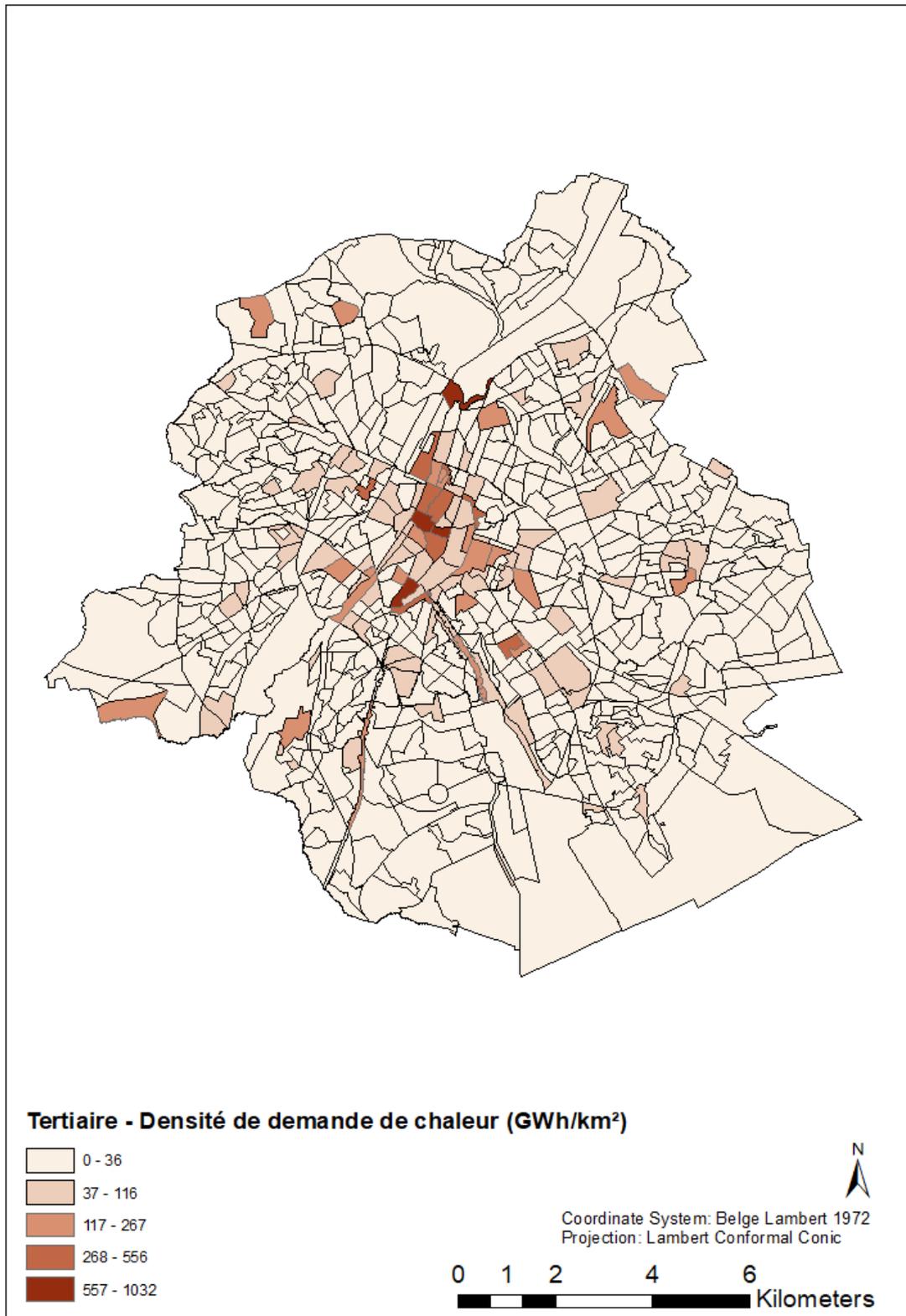


Figure 3: Densité de demande de chaleur du secteur tertiaire et industriel par secteur statistique (GWh/km²)

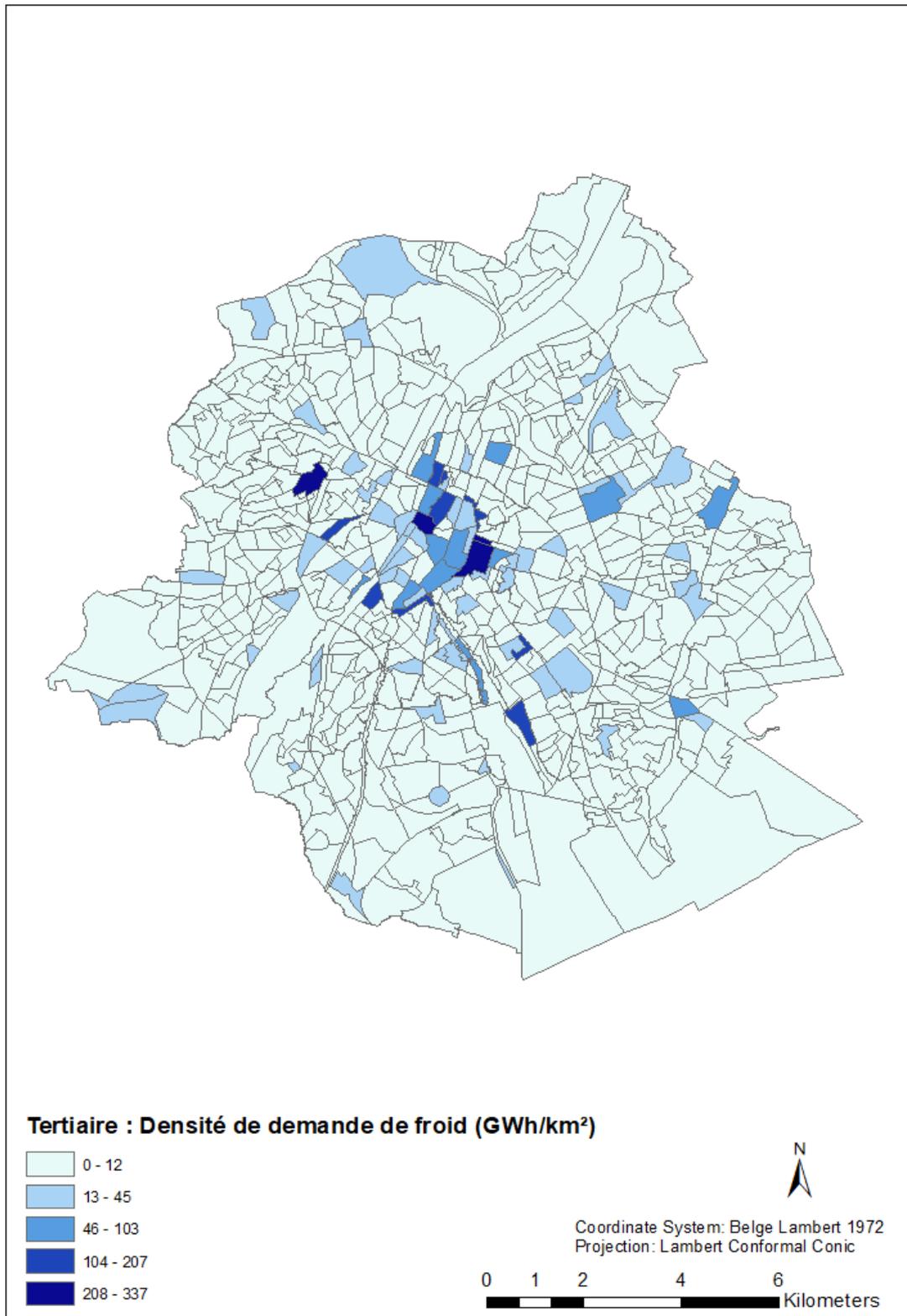


Figure 4: Densité de demande de froid du secteur tertiaire et industriel par secteur statistique (GWh/km²)

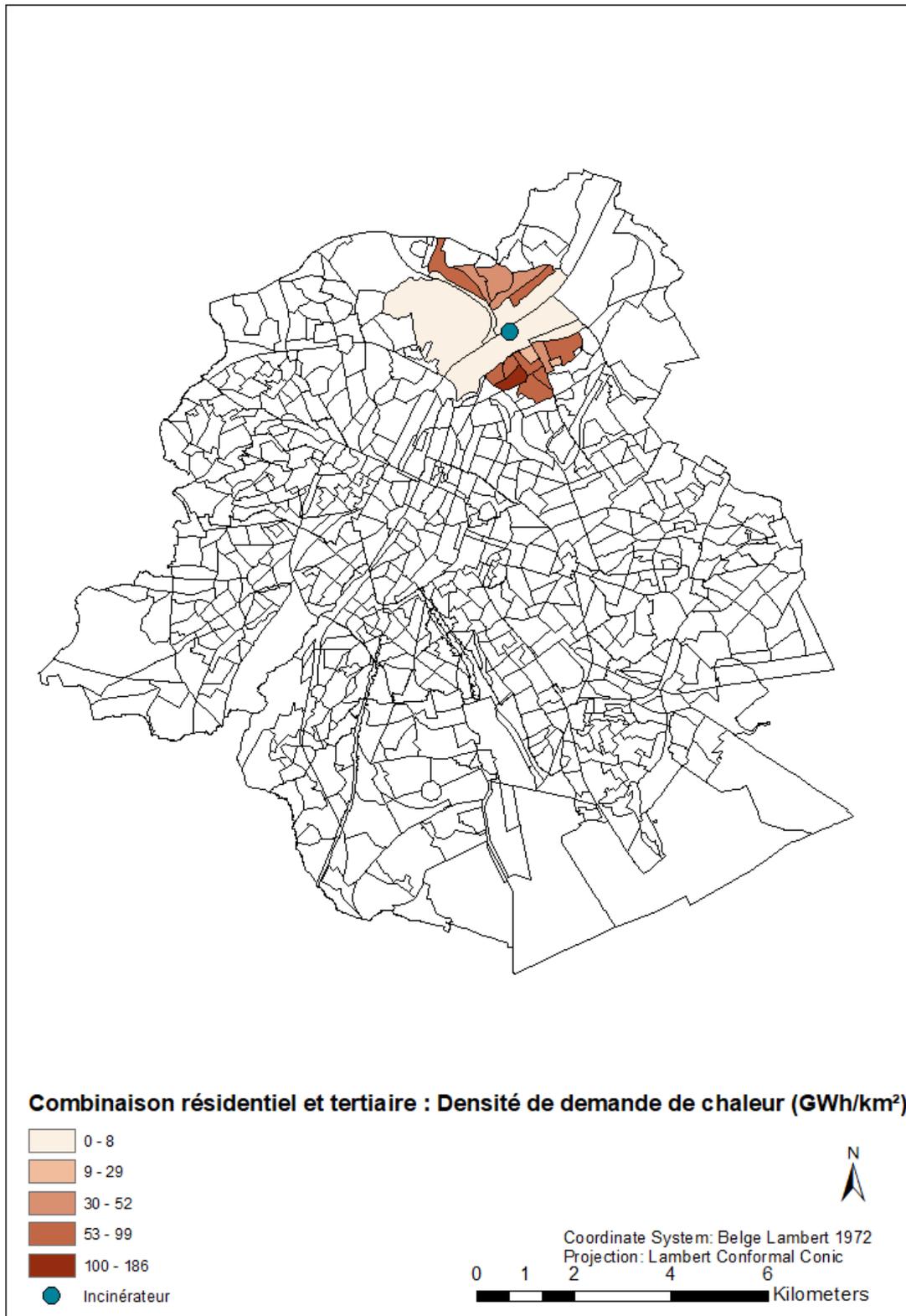


Figure 5: Densité de demande de chaleur du secteur résidentiel, tertiaire et industriel par secteur statistique dans un rayon d'un kilomètre de l'incinérateur de Bruxelles-énergie (GWh/km²)

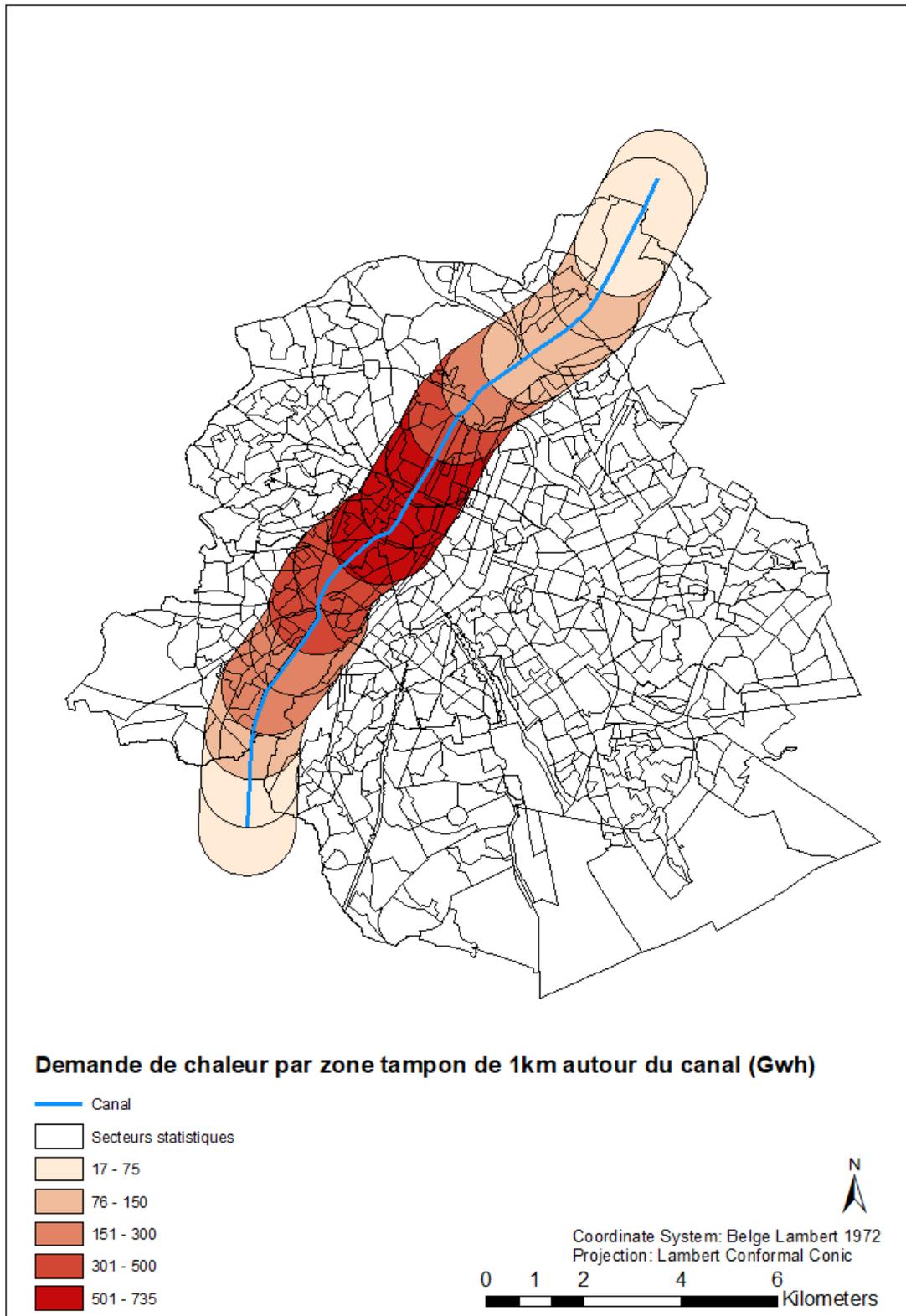


Figure 6 : Demande de chaleur des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel par zone tampon d'un kilomètre de part et d'autre du canal (GWh)

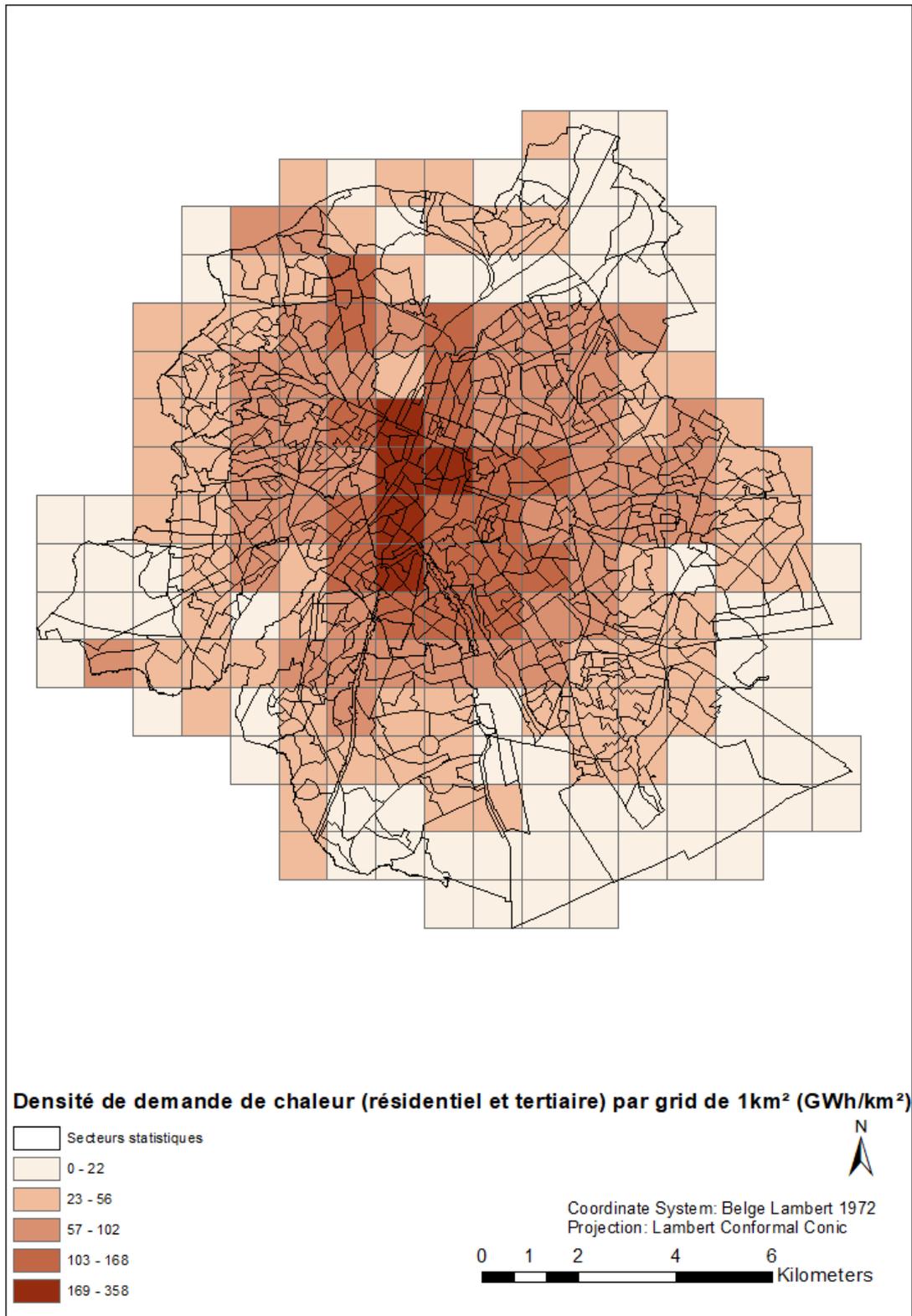


Figure 7: Densité de demande de de chaleur du secteur résidentiel, tertiaire et industriel par carré d'un km² (GWh/km²)

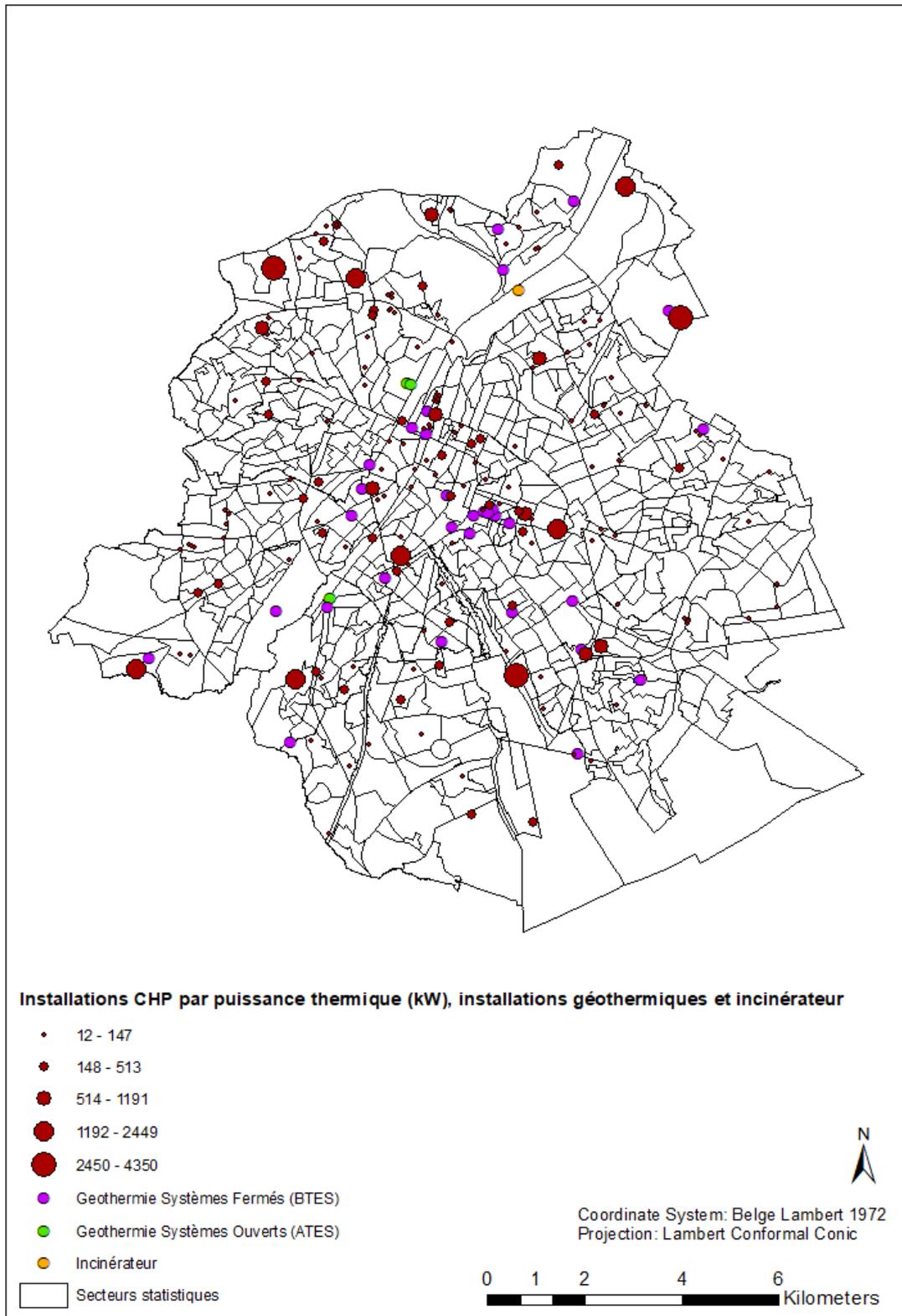


Figure 8: Inventaire des installations CHP (par puissance d'énergie thermique en kW), incinérateur NOH et installations géothermiques fermées et ouvertes en Région bruxelloise



4. Objectifs, stratégies et politiques actuels

4.1. La situation climatique : le temps est à l'action

Depuis la Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques de 1992, les préoccupations liées à l'augmentation des températures moyennes terrestres se font de plus en plus pressantes. Au cours de ces dernières années, on observe une augmentation de la fréquence et de la gravité des phénomènes climatiques extrêmes qui semblent être directement liés à l'évolution de nos émissions de gaz à effet de serre (GES). En Belgique, cela se traduit concrètement et pour l'instant, par une succession de périodes caniculaires et de sécheresses qui impactent à la fois notre façon de vivre mais aussi certaines activités économiques comme la gestion forestière ou l'agriculture.

Dans ce contexte d'urgence planétaire, la COP 21 a abouti, en décembre 2015, à la signature de l'Accord de Paris¹². Il s'agit du premier accord universel sur les changements climatiques, à la différence du Protocole de Kyoto dont les objectifs de réduction d'émissions de GES ne concernaient pas les pays en voie de développement et les pays émergents. L'Accord de Paris se fixe pour objectif de limiter le réchauffement climatique à moins de 2°C d'ici la fin du siècle et à poursuivre les efforts pour limiter le réchauffement à 1.5°C. Pour cela, il ambitionne d'atteindre un pic des émissions mondiales aussi rapidement que possible puis une réduction de celles-ci pour parvenir à un équilibre entre les émissions et les absorptions après 2050. L'Accord se base, entre autres, sur les engagements volontaires de l'ensemble des Parties signataires, dont l'Europe et la Belgique. Il faut toutefois noter que ces dernières ne sont soumises à aucune mesure contraignante en cas de non-respect des engagements.

4.2. Les objectifs européens, belges et bruxellois

4.2.1. Objectifs européens¹³

A. Contexte

Afin de contribuer aux dispositions établies lors de l'Accord de Paris, l'Union européenne (UE) a mis en place une série d'objectifs ventilés sur trois échelles de temps différentes, à savoir 2020, 2030 et 2050. Les premiers étant devenus obsolètes et les derniers impliquant la neutralité carbone pure et simple, seuls les objectifs stratégiques établis pour l'horizon 2030, dans le « Cadre d'actions 2030 en matière de climat et d'énergie », sont détaillés ci-dessous.

B. Objectifs

1. Réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) à l'horizon 2030 de 55% sur l'ensemble du territoire européen par rapport à 1990. Cet objectif n'a pas encore été l'objet de modifications dans la législation européenne.
L'ancien objectif de réduction des émissions de GES en 2030 de 40% par rapport au niveau de 1990 se décline en deux sous-objectifs distincts :
 - o Diminution des émissions de GES de 43% par rapport à 2005 pour les secteurs relevant du système d'échange de quotas d'émission (ETS).

¹² <https://unfccc.int/fr/process-and-meetings/l-accord-de-paris/qu-est-ce-que-l-accord-de-paris>

¹³

https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_fr#:~:text=Objectifs%20cl%C3%A9s%20pour%202030%3A,%20au%20moins%2032%2C5%20%25



- o Diminution des émissions de GES de 30% par rapport à 2005 pour les secteurs ne relevant pas du système ETS.

Si le premier sous-objectif s'inscrit dans un cadre européen, la situation est différente pour le deuxième dont la portée est nationale. En effet, pour les secteurs n'étant pas soumis au système ETS, l'Europe a réparti l'objectif de réduction des GES entre ses Etats membres dans le règlement 2018/842. Il a, par exemple, été imposé à la Belgique une réduction de 35% des GES des secteurs hors ETS par rapport à 2005.

2. Porter la part d'énergie renouvelable (SER) dans la consommation d'énergie finale à 32%.
3. Amélioration de l'efficacité énergétique (EE) d'au moins 32,5%. Cette mesure, contrairement aux deux premières, est indicative et non contraignante.

4.2.2. La situation en Belgique

A. Contexte

La Belgique étant un Etat fédéral, les compétences en matière d'énergie et de climat ont été réparties entre les différentes entités fédérées lors de différentes réformes de l'Etat. Si celui-ci conserve les matières dont le traitement ne peut être scindé et nécessite une appréciation globale, les Régions ont, quant à elles, hérité des compétences liées directement à la consommation et à la production d'énergie sur leurs territoires respectifs. Le Tableau 19¹⁴ reprend, de manière non-exhaustive, la répartition des principales compétences énergie / climat.

Etat Fédéral	Régions
Etude prospectives en énergie	Distribution publique de gaz
Cycle du combustible nucléaire	Les sources nouvelles d'énergie (excepté le nucléaire)
Production de l'énergie, y compris Offshore	Les réseaux de distribution de chaleur à distance
Transport de l'énergie	Distribution et transport local de l'électricité
Fiscalité (impôts, accises, etc...)	Tarif de distribution
Les grandes infrastructures d'approvisionnement et de stockage en énergie	L'utilisation rationnelle de l'énergie ainsi que la récupération d'énergie par les industries et autres utilisateurs

Tableau 19 : Répartition des compétences énergétiques

Suivant les règles de gouvernance climatique européenne, la Belgique s'est dotée d'un PNEC 2021-2030 (Plan National Energie climat) fin 2019¹⁵. Ce dernier définit les étapes importantes de la transition énergétique et climatique, et ce pour chaque entité fédérée compétente, en adéquation avec les objectifs stratégiques européens énumérés plus haut à l'horizon 2030.

B. Objectifs

Les objectifs établis, actuellement, sur le plan national sont :

1. Réduction de 35% des GES des secteurs hors ETS par rapport à 2005.
2. Porter la part d'énergie renouvelable (SER) dans la consommation d'énergie finale à 17,5%.

¹⁴ <https://climat.be/politique-climatique/belge/nationale/competences>

¹⁵ <https://www.plannationalenergieclimat.be/fr>



3. L'objectif européen en matière d'efficacité énergétique étant donné à titre indicatif, le PNEC a traduit celui-ci en termes d'économie d'énergie dans la consommation d'énergie finale et s'élève à 12% sur l'ensemble du territoire national.¹⁶

Il faut noter que le récent accord du Gouvernement fédéral prévoit de réduire les émissions de GES de la Belgique de 55% par rapport à 1990¹⁷. Les chiffres du PNEC belge sont donc appelés à être modifiés.

4.2.3. Région Bruxelles-Capitale

A. Contexte

La Région de Bruxelles Capitale (RBC) a détaillé, dans la contribution bruxelloise au PNEC belge, les objectifs et mesures spécifiques à son territoire qu'elle s'engage à mettre en œuvre au cours de la période 2021-2030. Cette contribution se veut en cohérence avec les précédentes stratégies énergétiques et climatiques bruxelloises.

Afin que ces mesures s'inscrivent dans une dynamique d'efforts sur le long terme, le Gouvernement de la RBC s'est également doté d'une stratégie à long terme qui vise la neutralité carbone en 2050.

B. Objectifs

Les objectifs de la RBC sont listés ci-dessous :

1. La réduction des émissions de GES se décline en deux volets :
 - a. Réduction de 40% des émissions directes de GES par rapport à 2005.
 - b. Volonté de réduire fortement les émissions indirectes¹⁸. Même si celles-ci ne sont pas prises en compte dans les engagements internationaux, la RBC a la volonté de s'équiper, dès 2021, d'un moyen de mieux évaluer ce type d'émissions et d'établir une politique détaillée future à leur sujet.
2. Porter la production d'énergie renouvelable à un chiffre net de 1170 GWh en 2030. Ce chiffre se ventile en une production extramuros fixée à 700 GWh et intramuros de 470 GWh.

¹⁶ Cette économie a été établie en comparant deux projections de la consommation en 2030 :

- La première est basée sur un modèle reflétant la tendance d'utilisation de l'énergie telle qu'elle a été déterminée en 2007 (Modèle Primes Baseline 2007) ;
- La seconde tient compte des mesures détaillées dans le PNEC visant à améliorer l'EE.

¹⁷ https://www.belgium.be/sites/default/files/Accord_de_gouvernement_2020.pdf

¹⁸ Le terme 'émissions indirectes' fait référence aux émissions qui ne sont pas générées directement par un consommateur (quand il chauffe sa maison, quand il roule en voiture,...), mais bien à celles qui ont été nécessaires à la fabrication d'un bien de consommation, d'un moyen de production d'énergie ou encore d'un service. Ainsi, les émissions de gaz à effet de serre liées à la fabrication d'une voiture, à la construction d'une éolienne ou encore au stockage de données dans le cloud sont des émissions indirectes. Selon l'étude Bas Carbone 2050 de Climact, les émissions indirectes de la RBC sont 5 fois plus importantes que ses émissions directes.



Unité : GWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
E-SER	234,66	239,33	244,36	249,78	255,58	270,51	271,17	281,33	292,06	303,48
Solaire PV	99,76	105,38	111,31	117,58	124,2	139,9	150,3	161,17	172,59	184,68
Déchets municipaux	112,79	111,84	110,94	110,09	109,27	108,5	107,75	107,04	106,35	105,68
Biogaz	13,12	13,12	13,12	13,12	13,12	13,12	13,12	13,12	13,12	13,12
Combustibles liquides	8,99	8,99	8,99	8,99	8,99	8,99	/	/	/	/
C&F SER	136,12	138	139,93	144,2	148,57	153	152,19	157,03	162,08	167,44
Pompes à chaleur	27,32	27,97	28,64	30,62	32,61	34,61	36,68	38,8	40,98	43,27
Solaire thermique	16,72	17,84	19,04	21,29	23,63	26,04	28,6	31,28	34,11	37,12
Déchets municipaux	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Biogaz	28,32	28,32	28,32	28,32	28,32	28,32	28,32	28,32	28,32	28,32
Combustibles solides	57,21	57,32	57,38	57,42	57,46	57,48	57,51	57,55	57,59	57,65
Combustibles liquides	5,47	5,47	5,47	5,47	5,47	5,47	/	/	/	/
Total	370,78	377,33	384,29	393,98	404,15	423,51	423,36	438,36	454,14	470,92
Variation annuelle		1,74 %	1,81 %	2,46 %	2,52 %	4,57 %	-0,04 %	3,42 %	3,47 %	3,56 %
Augmentation cumulée		1,74 %	3,55 %	6,01 %	8,52 %	13,09 %	13,06 %	16,48 %	19,96 %	23,52 %

Tableau 20 : Projection de la production énergétique renouvelable en RBC à horizon 2030

Le Tableau 20 illustre les politiques climatiques et énergétiques que la RBC s'engage à mettre en place dans sa contribution au PNEC pour assurer l'augmentation de la part de SER dans la consommation énergétique finale. A titre de comparaison, la RBC projette la production locale de 330 GWh à partir de sources renouvelables en 2020.

Le souhait de la Région de diminuer la production de déchets des ménages et des professionnels de 20% d'ici 2030, couplé avec le phasing-out à long terme de l'incinérateur de Neder-Over-Heembeek (NOH), se traduit par une baisse directe de la production d'énergie issue des déchets municipaux dans les prochaines années.

Les enjeux liés à la qualité de l'air, dont les répercussions sont à la fois climatiques et sanitaires, font que la RBC amorcera la sortie du charbon et du mazout dès, respectivement 2021 et 2025. Ces mêmes préoccupations concernent les combustibles renouvelables issus de la biomasse tels que le bois¹⁹ qui ne font pas partie de la stratégie bruxelloise sur le moyen terme. S'il est déjà interdit de se chauffer au bois lorsque la qualité de l'air est mauvaise, la RBC étudie l'opportunité d'interdire l'installation des équipements de chauffage centraux fonctionnant au bois ou ses dérivés. Cette volonté se reflète dans le Tableau 20 par la stabilité des chiffres concernant la production d'énergie de chaleur à partir de combustibles solides.

Malgré ces mesures, la décision de la Région de promouvoir activement la mise en place de technologies plus respectueuses de l'environnement, majoritairement par le biais des panneaux photovoltaïques et thermiques ainsi que des pompes à chaleur (PAC), font que la RBC table sur une augmentation de 23,5 % de SER entre 2021 et 2030. Il est important de noter que le Tableau 20 ne tient pas compte du potentiel que représente les réseaux de chaleur au sein de l'agglomération bruxelloise. En effet, les opportunités qu'offre la RBC à ce sujet sont nombreuses²⁰ et feront également l'objet d'études spécifiques.

3. Réduire de 21% la consommation d'énergie finale par rapport à 2005

En termes d'efficacité énergétique, l'objectif est d'effectuer une économie annuelle de 159 GWh jusqu'en 2030 (soit une diminution de 0,8% à l'année).

4.3. Les spécificités de la Région de Bruxelles Capitale

Les caractéristiques de la Région Bruxelles Capitale en font une zone unique, dont la stratégie en matière énergétique et climatique se doit de tenir compte pour être efficace.

¹⁹ <https://environnement.brussels/thematiques/batiment/quest-ce-que-lenergie-verte/produire-votre-propre-energie-verte/biomasse>

²⁰ Rapport sur « la réalisation d'une étude du potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en RBC » réalisé par PWC, sur la demande de Bruxelles environnement



La forte densité de la population et le caractère urbain de la région font que la majorité de la consommation énergétique dépend du bâti en général avec une part de 38%²¹ imputée au secteur résidentiel et 35% au tertiaire. Il n'est donc guère étonnant que la stratégie de rénovation bruxelloise²², constitue la clé de voûte de la politique bruxelloise de réduction des émissions de GES.

Ces mesures doivent cependant tenir compte de plusieurs particularités de l'immobilier bruxellois : la part de locataires et de copropriété. En effet, la proportion de logements occupés par des propriétaires en RBC est la moins élevée du royaume (39% en 2011²³). Par ailleurs de nombreux immeubles à appartements sont gérés en copropriété ce qui complexifie souvent les processus de décision des projets de rénovation énergétique.

Il est également utile de faire un point sur les particularités de la situation socio-économique de la RBC. Cette dernière enregistre en effet le plus haut taux de chômage²⁴ et le plus faible revenu par habitant²⁵ de la Belgique. Parmi les conséquences directes de ces paramètres, citons que 13,4% de la population bruxelloise souffraient de précarité énergétique en 2015 et 43.000 ménages étaient à la recherche d'un logement social en 2019. D'après un recensement de 2017, 44% de ces derniers sont de plus considérés comme « très énergivores » et doivent être traités d'urgence.

Le poids des transports, qui contribuent à 22% des émissions bruxelloises, justifie également l'adoption par la Région d'une politique qui s'articule autour de la réduction des besoins de mobilité individuelle et l'amélioration des performances de la flotte de véhicules restante. Le retrait progressif des moteurs thermiques et leur substitution partielle par des véhicules zéro-émission font parties des mesures dans lesquelles la Région souhaite s'engager.

La part des industries (3%) dans les rejets des GES confirme bien qu'il s'agit d'un secteur relativement peu présent dans l'agglomération bruxelloise. Par ailleurs, la RBC est très fortement dépendante de l'extérieur pour son approvisionnement énergétique comme, d'ailleurs de manière plus générale, pour ses biens de consommation et son alimentation.

Un dernier point concerne la faible superficie du territoire et la proximité d'un aéroport d'envergure internationale (complicant l'installation d'éoliennes), auquel s'ajoute la volonté d'aborder le phasing-out de l'incinérateur à déchet de NOH sur le long terme²⁶. Ces éléments limitent, en effet, les capacités de production d'énergie renouvelable de la Région. En revanche, la spécificité citadine de la région offre des pistes intéressantes quant au déploiement d'autres technologies telles que la création de réseaux de chaleur. A plus long terme, le déploiement des gaz de synthèse²⁷ pourrait être facilité par la présence d'un réseau de distribution de gaz très étendu. Pour cela, il faudra, toutefois, que ces nouveaux combustibles prouvent leur pertinence énergétique et économique et montrent qu'ils peuvent être utilisés de façon sûre pour les consommateurs et les installations. Le réseau de distribution de gaz naturel pourrait limiter l'intérêt des énergies renouvelables dans le domaine de la chaleur et du refroidissement si les solutions au gaz naturel (fossile) restaient plus compétitives que les alternatives renouvelables.

4.4. La politique climatique et énergétique bruxelloise en matière de résidentiel et de tertiaire

²¹ Bilan énergétique 2017 de la Région de Bruxelles-Capitale

²² Stratégie de réduction de l'impact environnemental du bâti existant en Région de Bruxelles-capitale aux horizons 2030-2050, adopté par le Gouvernement de RBC le 25 avril 2019

²³ https://www.census2011.be/idk/idk2_fr.html

²⁴ <https://statbel.fgov.be/fr/themes/emploi-formation/marche-du-travail/emploi-et-chomage>

²⁵ <https://environnement.brussels/l'environnement-etat-des-lieux/rapports-sur-letat-de-l'environnement/synthese-2011-2012/contexte-0>

²⁶ Déclaration de politique générale commune au Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale et au Collège réuni de la Commission communautaire commune ou DPR 2019-2024

²⁷ Hydrogène ou méthane de synthèse, obtenu par méthanation de l'hydrogène ($4H_2 + CO_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O$). Si l'hydrogène est produit à partir d'énergie décarbonée on obtient des gaz de synthèse qui peuvent également être considérés comme décarbonés,



Comme mentionné dans le paragraphe précédent, la stratégie de rénovation en matière de résidentiel et de tertiaire de la RBC sera cruciale dans sa lutte contre le réchauffement climatique. Elle s'appuie sur quatre documents clés :

- La stratégie de rénovation bruxelloise, adoptée par le Gouvernement en avril 2019, définit de manière claire et exhaustive les objectifs fixés par la Région à l'horizon 2030 et 2050. Ces derniers sont détaillés sous la forme de 34 fiches-actions dont le but est de réduire de manière efficace mais également abordable les émissions polluantes du patrimoine immobilier de la région.
- La contribution bruxelloise au PNEC belge, qui reprend, entre autres, de manière synthétique les balises fixées dans la stratégie de rénovation.
- La Déclaration de Politique Régionale (DPR) 2019-2024, dont un volet est consacré à la rénovation du bâti et les mécanismes de financement qui y sont liés.
- La Contribution de la Région de Bruxelles Capitale à la stratégie nationale 2050 de réduction des émissions de gaz à effet de serre

De ces différents supports, trois axes stratégiques majeurs se dégagent :

- L'augmentation du taux de rénovation, qui cible 3 à 5% par an
- L'amélioration de la qualité des rénovations
- L'utilisation rationnelle de l'énergie au sein des bâtiments

4.4.1. Les objectifs

A. Résidentiel

En matière de rénovation du résidentiel, l'objectif de la RBC se veut ambitieux mais réaliste avec une consommation spécifique moyenne de 100kWh/m²/an pour l'ensemble du parc de logements à l'horizon 2050.

Alors que ce chiffre semble moins contraignant que celui de la Région wallonne²⁸, il semble plus adapté face aux diverses réalités du terrain auxquelles la région bruxelloise se trouve confrontée, à savoir :

1. L'état actuel du bâti bruxellois dont 92% du parc immobilier est antérieur à 1970. Une portion non négligeable de ce parc ne pourra jamais atteindre les standards passifs en matière de consommation énergétique.
2. Le fait que les investissements à consacrer à la rénovation énergétique des bâtiments sont de plus en plus élevés au fur et à mesure de l'amélioration des performances énergétiques. En d'autres termes, si les premières mesures d'amélioration sont souvent peu coûteuses, le coût des mesures qui permettent de se rapprocher des standards passifs peuvent devenir rapidement très chères à mettre en œuvre.
3. Le rôle que joue les comportements individuels est prépondérant pour mettre en place un usage rationnel de l'énergie dans un bâtiment et est à mettre en balance avec le coût d'un objectif trop ambitieux.

Cet objectif fait également face à plusieurs difficultés intrinsèques à la RBC en matière de rénovation d'immobilier, mentionnées dans le chapitre précédent. La multiplicité des acteurs (locataires, locataires sociaux, propriétaires-bailleurs, copropriétaires, syndicats, ...) impliquant, de facto, une multiplicité de solutions.

Les coûts inhérents à l'amélioration de l'efficacité énergétique ne devront pas non plus entraîner la hausse des prix locatifs et ainsi risquer d'accentuer une précarité énergétique déjà élevée à Bruxelles.

²⁸ 85kWh/m²/an



Le secteur professionnel du bâtiment devra également se former et adopter des méthodes de travail plus durables et respectueuses de l'environnement. Chaque logement étant spécifique, il devra s'adapter et établir des mesures particulières au cas par cas. Notons à ce titre, celui des bâtiments classés, nécessitant un traitement spécial, dont le nombre est conséquent en RBC²⁹.

Afin de ne pas imposer des contraintes financières trop lourdes aux propriétaires et ne pas surcharger les professionnels de la rénovation, la Région veillera à mettre en place dès 2021 un cadre législatif imposant une segmentation des travaux de rénovation pour l'ensemble des bâtiments résidentiels de son territoire suivant un intervalle de 5 ans. A la suite de la réalisation obligatoire de l'audit énergétique (qui a pour date limite 2025), les propriétaires choisiront donc cinq mesures, parmi celles jugées prioritaires, et les ventileront suivant les balises temporelles reprises au Tableau 21.

Objectifs	Travaux
2025	Réalisation du certificat PEB de l'habitation
2030	Echéance pour une des 5 mesures obligatoires au choix
2035	Echéance pour la deuxième des 5 mesures obligatoires au choix
2040	Echéance pour la troisième des 5 mesures obligatoires au choix
2045	Echéance pour la quatrième des 5 mesures obligatoires au choix
2050	Echéance pour la cinquième des 5 mesures obligatoires

Tableau 21 : Echéances des rénovations du résidentiel

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.

B. Tertiaire

L'objectif défini pour le tertiaire est la neutralité carbone pour l'ensemble du parc en ce qui concerne le chauffage, l'éclairage, le refroidissement et la production d'eau chaude sanitaire.

Encore une fois, la diversité de ce secteur (de la petite surface commerciale aux larges bureaux open-space en passant par les hôpitaux universitaires) nécessitera la mise en place de multiples stratégies afin de couvrir l'ensemble des bâtiments concernés.

Les objectifs fixés par la RBC (tant en matière de résidentiel que de tertiaire) ne seront donc atteints que par une mobilisation générale de tous de les acteurs impliqués (pouvoirs publics, professionnels, citoyens). Si le défi s'avère de taille, les conséquences qui en découlent seront, à terme, largement bénéfiques à la société : une région plus saine, plus respectueuse de son environnement et une création nette d'emplois (estimé à 12.900)³⁰.

4.5. Axes majeurs de la politique bruxelloise pour la lutte contre ses émissions de GES

4.5.1. Rénovation du bâti

Afin de faciliter la mise en œuvre de sa stratégie de rénovation et l'atteinte de ses objectifs, la RBC s'est équipée de différents outils et mesures dont les principaux sont listés et brièvement expliqués ci-dessous.

A. Mise en place d'un guichet unique

²⁹ Registre du patrimoine immobilier protégé dans la Région de Bruxelles-Capitale, Bruxelles Urbanisme et Patrimoine Direction des Monuments et des Sites, 2019

³⁰ <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/strategie-renovation>



Cette mesure cible à la fois les particuliers (propriétaires et occupants) du secteur résidentiel et les acteurs du tertiaire. Elle a pour but de mettre en place un guichet unique (One-Stop-Shop ou OSS) afin de faciliter les démarches de rénovation du bâtiment.

Pour le résidentiel, deux éléments majeurs sont au centre de ce dispositif à savoir la mise en place d'un service complet d'accompagnement (informations, diagnostics, assistance technique, etc...) ainsi que la sensibilisation à une utilisation rationnelle de l'énergie au travers d'un interlocuteur unique.

Pour le tertiaire, l'objectif est de renforcer la structure actuelle du service Facilitateur Bâtiment durable afin d'en faire l'unique point d'entrée en matière de rénovation durable.

Les fiches 13 et 20 de la stratégie de rénovation du bâtiment sont consacrées à ce point.

B. Création d'une feuille de route pour les bâtiments résidentiels

Afin de clarifier, auprès des propriétaires du secteur résidentiel, les étapes à effectuer pour se conformer aux exigences énergétiques, une feuille de route sera établie et imposée. Celle-ci, détaillée dans la fiche 14, se compose de deux volets distincts :

- Le PEB 3.0, obligatoire, qui fixera les étapes de rénovation technique pour veiller à atteindre, à terme, l'objectif d'efficacité énergétique déterminé par la Région.
- Dans le cas où un permis de bâtir s'avèrerait nécessaire, un plan de rénovation sera également créé en synergie avec des experts du bâtiment dans le but :
 - De poser un diagnostic initial
 - De lister les travaux à effectuer sur le long terme, que ce soit de manière globale ou séquentielle

C. Etablissement d'un passeport logement

Chaque bâtiment de la RBC se verra également attribuer un passeport logement, comme mentionné dans la fiche 26. Le but de ce dernier est de centraliser au moyen d'une plateforme numérique les données administratives et techniques relatives à chaque édifice. Les propriétaires auront ainsi un accès libre à toutes les informations nécessaires de leur(s) propriété(s) et pourront autoriser des tiers, moyennant accord préalable, au passeport. Dans le futur, celui-ci pourra aussi être utilisé par les autorités afin d'assurer la conformité du bâtiment aux normes en vigueur.

4.5.2. Amélioration de l'efficacité énergétique aux moments charnières du bâtiment ou de ses habitants

Les moments clés du bâtiment (acquisition, succession, etc...) constituent d'intéressantes opportunités à saisir quant à l'amélioration de ses performances énergétiques. A cette fin, la fiche 15 établit, sur trois axes majeurs, la stratégie envisagée par la RBC pour profiter au mieux des possibilités qu'offrent ces moments charnières :

- Axe de sensibilisation/communication/formation des différents acteurs impliqués
- Axe de financement afin d'optimiser au mieux la levée des fonds liés à la rénovation
- Axe réglementaire par une obligation d'information de la part des professionnels du secteur

A. Sensibilisation à l'occupation durable du bâtiment et outils de communication

La Fiche 17 de la stratégie de rénovation du bâti vise à sensibiliser les résidents à une utilisation optimale de l'énergie dans leur logement, en ciblant :

- Les bâtiments à haute performance énergétique (HPE) dont une mauvaise gestion peut mener à une différence importante entre la consommation théorique et réelle ainsi qu'à des conséquences sanitaires indésirables. Pour ce faire, les moyens des services actifs dans l'accompagnement de l'utilisation des bâtiments HPE se verront renforcés et une plateforme



d'échange, quant aux usages adéquats, de l'énergie sera mise sur pied par Bruxelles Environnement (BE).

- Tous les bâtiments en général, en sensibilisant les occupants par l'intégration dans la facture énergétique de leur positionnement en termes de consommation vis-à-vis de la moyenne bruxelloise et en éditant d'éventuels signaux d'alerte.

Consciente qu'une stratégie ne peut être efficace sans une communication exemplaire, la RBC détaille dans la fiche 25, la campagne qu'elle compte mener à ce sujet. Cette dernière, structurée sur une période initiale de 4 ans, veillera à conserver une cohérence entre les actions de la stratégie de rénovation.

B. Logements sociaux

Pour réduire la précarité énergétique, la RBC imposera dans les contrats de gestion de la SLRB (Société de Logement de la Région de Bruxelles) et des SISP (Sociétés Immobilières de Service Public) que toutes rénovations importantes d'un logement social respectent directement les objectifs d'efficacité énergétique. Face à l'urgence de la situation, le Gouvernement s'engage, de plus, à rénover 36.758 logements sociaux d'ici la fin la législature en court, soit en 2024³¹.

C. Cas des copropriétés

Le cas des copropriétés sera traité par la création d'un organe pluridisciplinaire spécifiquement dédié à cette tâche : le Facilitateur copropriété, qui s'intégrera dans la structure existante du facilitateur bâtiment durable. Outre ce renforcement, une interface web consacrée aux cas des copropriétés sera lancée sur le site de BE.

4.5.3. Au-delà de la rénovation du bâti

La stratégie de rénovation du bâti s'inscrit également dans une vision à long terme qui dépasse la seule amélioration de ses performances énergétiques. La Région souhaite, en effet, se remodeler en plaçant le développement des quartiers durables au centre de sa politique. Tout citoyen doit ainsi pouvoir accéder, à maximum 10 minutes à pied de son domicile, à certaines infrastructures de qualité comme des établissements scolaires, des espaces verts ou encore des surfaces commerciales.

Dans ce cadre, la transformation de la région en une ville dite « polycentrique » est au cœur de la stratégie bruxelloise qui cherche à mieux répartir population et activités sur l'ensemble de son territoire.

Des mesures architecturales et un programme de verdurisation accompagneront ce développement axé sur les quartiers afin de prendre en compte les impacts de tels aménagements sur la biodiversité, les inondations, le bruit, la qualité du paysage, l'accès à la lumière. Les inévitables conséquences du réchauffement climatique (notamment la recrudescence des étés caniculaires) tenteront d'être amoindries par la création d'îlots de fraîcheur et par l'utilisation d'un maximum de matières réfléchissantes et non absorbantes de chaleur.

Ces mesures s'effectueront dans une approche de construction durable et circulaire. Non seulement l'accent sera porté sur la récupération des matériaux et la meilleure gestion des déchets issus des travaux d'aménagement, mais les emplois locaux seront favorisés.

4.5.4. Mobilisation des ressources financières

Pour parvenir à ses objectifs, des ressources financières considérables devront être mises en jeu. Rien que pour la rénovation du bâtiment, les coûts estimés s'élèvent à 28,8 Milliards d'euros. La RBC s'appuie donc sur la mise en place ou la révision de plusieurs mécanismes visant à mobiliser les fonds nécessaires, qui ne sauront provenir exclusivement du secteur public.

³¹ Plan d'Urgence Logement (PUL), 2020-2024, présenté par le Gouvernement bruxellois le 07 Janvier 2021.



Premièrement, le système de primes énergies déjà existant sera revu. Les primes seront adaptées afin de tenir compte des obligations fixées par la stratégie de rénovation (système de surprime dans le cas d'une rénovation groupée ou en avance sur les échéances, prime spécifique pour la valorisation des PAC, etc...).

Deuxièmement, les prêts verts bruxellois, ou PVB, qui accordent un prêt pour financer l'amélioration des performances énergétiques à un taux de 0 à 2% en fonction du revenu, seront plafonnés à court terme à 1%. Le cadre des investissements liés aux PVB sera également élargi dans le but d'inclure les travaux induits indirectement à la rénovation énergétique. A moyen terme, les PVB seront accordés en cohérence avec les étapes définies lors de l'audit énergétique de la PEB 3.0. La durée de remboursement pourra être allongée dans le but de prendre en compte le retour sur investissement lié à l'innovation énergétique. Pour réduire le poids des remboursements, les primes énergies seront directement déduites des montants à emprunter.

La fiscalité sera également adaptée. La modulation des droits d'enregistrement, de donation ou de succession ainsi que la réduction temporaire du précompte immobilier permettront d'exploiter au mieux les moments charnières de bâtiments à condition de procéder à une stratégie de rénovation globale de ces derniers.

Enfin, la RBC soutiendra les coopératives citoyennes de tiers-investisseur, consciente de leur impact durable et local, en participant soit directement au financement des projets de rénovation, soit par l'attribution de prêts spécifiques à taux avantageux.

4.5.5. Sortie programmée du fossile

Avec l'objectif de tendre à la neutralité carbone en 2050, une sortie programmée des énergies fossiles est essentielle. Celle-ci s'articule autour de plusieurs échéances bien déterminées :

2021 : Interdiction de l'installation tout appareil fonctionnant au charbon

- **2025** : Interdiction de l'installation d'appareils de chauffage au mazout sur le territoire régional. Un bonus à la prime est accordé dès 2021 pour le démantèlement d'une chaudière à mazout et son remplacement par une chaudière performante, une pompe à chaleur ou un chauffe-eau solaire.
- **2030** : Fin du soutien à la production d'électricité à partir de centrale à cogénération fonctionnant au gaz naturel. Une réflexion sur la possibilité d'interdire l'installation d'appareils de cuisson, de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire à partir de gaz naturel ou butane/propane à partir de 2030 sera menée en consultation avec le secteur et en portant une attention particulière à la problématique de la dépendance énergétique et des impacts économiques et sociaux induits.

Pour accompagner la fin de l'utilisation de ces sources énergétiques fossiles, l'accent sera mis sur d'autres moyens de productions plus respectueux de l'environnement et adaptés au caractère urbain de la RBC. Les pompes à chaleur (PAC) ainsi que les panneaux thermiques et photovoltaïques³² seront privilégiés. L'élargissement des primes énergie et le renforcement des services d'accompagnement qui y sont relatifs seront les fers de lance de la stratégie bruxelloise en la matière.

4.5.6. Développement de l'économie circulaire

Le développement de l'économie circulaire est un outil majeur que la RBC souhaite promouvoir dans sa lutte contre le réchauffement climatique. Outre la réduction des émissions indirectes qui y sont liées (réutilisation, recyclage, zéro déchet, ...) cette circularité réduit notre dépendance aux importations

³² Notamment dans une configuration BIPV – Building Integrated PhotoVoltaics



extérieures de matière première. La résilience économique de la région s'en trouve ainsi renforcée et le poids des transports logistiques, allégé.

Dès 2030, la Région ne soutiendra donc plus que les modèles économiques visant une circularité exemplaire. Pour ce faire, elle respectera les mesures établies en 2016 dans le PREC (Plan Régional d'Economie Circulaire)³³ :

- Transformer les enjeux environnementaux en opportunités économiques.
- Relocaliser l'économie à Bruxelles afin de produire localement quand c'est possible, réduire les déplacements, optimiser l'utilisation du territoire et créer de la valeur ajoutée pour les Bruxellois.
- Contribuer à créer de l'emploi.

Dans le secteur de la construction, la RBC poursuivra le développement de l'outil TOTEM (Tool to Optimise the Total Environmental impact of Materials) et veillera à appliquer les stratégies établies à court et moyen terme relatives à son déploiement progressif envers les professionnels du bâtiment. L'outil TOTEM compile en une large base de données les informations relatives à l'impact environnementales de plusieurs matériaux de construction sur l'entièreté de leur durée de vie (prélèvement de matière première, processus de fabrication, transport, utilisation, recyclage...). TOTEM permet ainsi aux acteurs de veiller à une sélection écologique et durable des matériaux de construction et de contribuer ainsi l'essor de la construction circulaire.

Outre ce logiciel numérique, la Région s'engage à poursuivre les efforts initiés au sein du projet BAMB (Building As Material Banks), qui vise à promouvoir la circularité au sein du secteur de la construction en tenant compte : de la dimension de réversibilité dès la conception du projet, du réemploi des matériaux et du partage d'informations entre les professionnels du bâtiment.

L'aspect de la durabilité des nouvelles infrastructures sera, par conséquent, pris en compte au travers des différents outils énergétiques (PEB), circulaires (BAMB) et de sélection des matériaux (TOTEM) mis en place. Des clauses spécifiques reprenant ces éléments seront intégrées dans les cahiers de charges des projets futurs afin d'ancrer profondément le volet écologique dans le secteur de la construction.

Un dernier point étudié concerne le démantèlement des bâtiments³⁴ et la valorisation des déchets. Des étapes préalables visant à établir le bien-fondé de la démolition/reconstruction et quantifier le coût environnemental qui y est lié vis-à-vis d'une rénovation, seront développées. Des réglementations supplémentaires seront établies pour mettre en place un inventaire pré-démolition et favoriser la déconstruction sélective³⁵.

4.5.7. Exemplarité des pouvoirs publics

Des mesures de PEB plus strictes seront imposées aux bâtiments publics afin de promouvoir leur exemplarité et, à l'horizon 2030, l'utilisation de l'outil TOTEM sera généralisée à l'ensemble du parc immobilier public.

Les programmes SolarClick et NRClick seront poursuivis. Le premier vise à équiper les toitures correctement isolées et orientées des bâtiments publics avec des panneaux photovoltaïques. 85 000 m² de panneaux seront ainsi installés sur une période de 3 ans dès 2020, pour une puissance totale de 12,5 MWc. NRClick a pour but d'accompagner les communes dans l'amélioration des performances énergétiques du parc immobilier public. Ses objectifs sont une diminution de 15% des consommations de gaz des bâtiments et une diminution de 5% des consommations d'électricité de ceux-ci. Une synergie entre ces deux programmes sera encouragée, comme, par exemple, l'alimentation de pompes à chaleur par l'électricité photovoltaïques.

³³ <https://www.circulareconomy.brussels/a-propos/le-prec/>

³⁴ Il en effet estimé que l'état de 5% du bâti sur le territoire national est tellement dégradé que toute rénovation efficace s'avère impossible.

³⁵ Lors du démantèlement, les matériaux susceptibles d'être réemployés sont démontés avant de procéder à la démolition globale.



Même si ces mesures visent les pouvoirs publics régionaux également, elles s'inscrivent dans une dynamique plus large d'accompagnement des Communes et ainsi à les encourager à mettre en place une réelle stratégie de rénovation du bâti sur leur territoire. Un soutien sera ainsi apporté à la fois directement aux Communes vis-à-vis de cette stratégie mais également aux agents communaux qui seront amenés à intervenir dans les procédures de permis d'urbanisme pour qu'ils puissent tenir compte des exigences en matière de durabilité.

4.5.8. Former les professionnels

Les objectifs ambitieux fixés par la RBC ne pourront être atteints sans des professionnels de qualité et formés en nombre suffisant. Pour ce faire, les programmes de formations seront adaptés et s'orienteront vers les techniques relatives à la mise en place d'une société plus respectueuse de son environnement, telles que la construction durable ou les technologies liées à la production d'énergie verte. Ces secteurs étant en perpétuelle évolution, des formations continues seront également mises en place afin de maintenir à jour les capacités des professionnels du bâtiment.

Il s'agit là d'une réelle opportunité à saisir pour la création nouveaux emplois de qualité. C'est pourquoi ces nouvelles compétences devront également pouvoir être acquises par des demandeurs d'emploi. Une Alliance « Emploi-Environnement-Finance » sera mise sur pied afin de réunir et faire travailler ensemble et de façon cohérente les différents acteurs du bâti.

4.5.9. 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 » sera créé. Celui-ci stimulera 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...) 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 assurera une gestion continue de ces données et les mettra à disposition des acteurs de la rénovation. Il servira également de plateforme d'échanges dans laquelle ces derniers pourront partager leurs expériences et bonnes pratiques.



5. Potentiel technico-économique de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale

Dans une perspective d'utilisation rationnelle de l'énergie, la cogénération apparaît comme une technologie à promouvoir. Il est donc essentiel d'effectuer une étude de potentiel, en tenant compte du contexte actuel ; un potentiel décliné en un potentiel technique et un potentiel économique.

La présente tâche s'est donc attachée à mettre au point un outil-logiciel permettant de définir le potentiel de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale sur base des données de consommations énergétiques individuelles d'établissements du secteur industriel et tertiaire (données Sibelga) en fonction des différents paramètres techniques, économiques et réglementaires actuels.

Pour chaque établissement, le logiciel détermine la dimension « optimale » d'une unité de cogénération et la rentabilité associée. Cette démarche « bottom-up », extrapolée ensuite à l'ensemble du secteur est également confrontée à une démarche « top-down » permettant de prendre en compte les différents secteurs dans leur ensemble et de juger la convergence des deux démarches. Cette méthode de travail et l'outil-logiciel donnent des résultats fiables qui peuvent être exploités pour estimer le nombre potentiel d'unités de cogénération encore à installer en Région de Bruxelles-Capitale et par voie de conséquence la production électrique de ces installations et le nombre de certificats verts qu'elles peuvent produire.

Les hypothèses retenues pour l'estimation du potentiel sont « conservatrices ». D'une part le rendement de la chaudière de référence est estimé à 90% PCS alors que de nombreuses chaudières atteignent ou dépassent 95%. Il est également tenu compte d'un facteur '*Demand Side Management*' de 30% (mesures d'URE dans le bâtiment³⁶). Enfin, l'outil de calcul ne considère pas la possibilité de faire fonctionner le moteur à charge partielle et ne retient pas la possibilité de mettre de plus petites unités en parallèle.

Cette section du rapport présente la méthodologie générale de calcul de ce potentiel et quelques résultats qui peuvent en être tirés. Il faut préciser qu'au-delà de ces résultats proposés, BE pourra tester toutes les hypothèses qu'elle jugera pertinentes pour affiner sa connaissance du potentiel de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale ou pour prévoir l'effet de telle ou telle mesure incitative comme, par exemple, une augmentation du prix du certificats verts. L'outil-logiciel a, en effet, été conçu de façon totalement transparente et ouverte.

Toutefois, il faut, malgré tout, être conscient du fait qu'il s'agit là d'une approche qui reste très globale et qui ne permet pas de prendre en compte les nombreuses spécificités des établissements étudiés.

³⁶ Défini en accord avec les procédures de Bruxelles Environnement dans le cadre de la demande de Permis d'environnement.



5.1. Méthodologie générale de travail

L'estimation du potentiel de cogénération est basée sur une double approche dite bottom-up et top-down. L'approche bottom-up part de la situation individuelle d'une série d'établissements tertiaires, industriels et du logement collectif, connus au travers des enquêtes énergies réalisées annuellement par l'ICEDD pour le compte de la Région de Bruxelles-Capitale et répartis par secteur d'activités. L'approche top-down analyse les secteurs industriels, tertiaires et logement dans leur ensemble.

5.1.1. BOTTOM UP

A partir des données de consommation³⁷ (données consommations gaz, électriques, code NACE) des professionnels bruxellois, le travail consistait à effectuer, sur base des données énergétiques de chaque établissement, un premier dimensionnement d'une unité de cogénération. De la consommation en combustible, un besoin annuel net en chaleur a été estimé en tenant compte du rendement thermique de l'installation (estimé à 90% sur PCS), de la part de chaleur pouvant effectivement être cogénérée et d'un facteur d'utilisation rationnelle de l'énergie (ou *Demand Side Management*), considéré égale à 30%. Ce facteur de 30% a été choisi afin de correspondre à la logique considérée dans les démarches liées aux demandes de permis d'environnement à Bruxelles. Cette valeur de 30% signifie que les établissements qui s'équipent de cogénération doivent préalablement réduire leur consommation thermique de 30%. Si cet objectif de réduction des besoins n'est pas atteint, la cogénération ainsi estimée sera sous-dimensionnée. Rappelons qu'une cogénération sous-dimensionnée représente un manque à gagner tant énergétique que financier mais ne pose pas de souci technique majeur, au contraire d'une installation surdimensionnée qui, dans ce cas, ne fonctionnera jamais de manière optimale voire ne fonctionnera pas du tout.

A partir des codes NACE, les établissements peuvent être répartis en sous-secteur d'activité (2 premiers digit du code NACE), à chaque sous-secteur on associe ensuite un des 13 profils thermiques types connus. Ces 13 profils thermiques types sont utilisés dans divers outils de dimensionnement de cogénération. Ils permettent de répartir le besoin thermique annuel net dans le temps, heure par heure, en fonction du choix de profil. Le classement décroissant de la courbe des besoins thermiques chronologiques ainsi obtenue donne la courbe monotone de chaleur. La courbe donne le nombre d'heures où le besoin en chaleur correspond à la puissance définie en ordonnée, soit sur le graphique ci-dessous : la demande en chaleur est au minimum de 100 kWth durant 2000 heures par an.

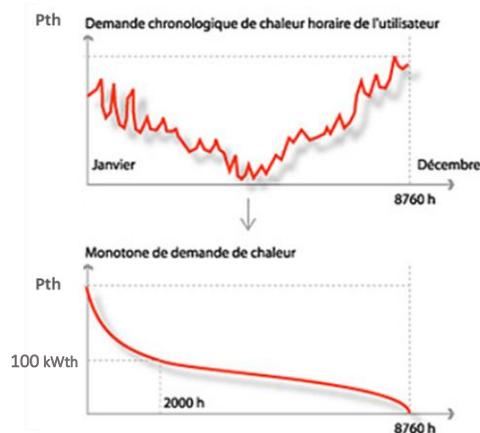


Figure 9 : de la courbe de demande à la monotone de chaleur. (Energie-Plus et ICEDD)

³⁷ données Sibelga anonymisées.



La règle de dimensionnement des cogénérations est celle qui maximise la production d'énergie thermique. Autrement dit, il s'agit de choisir le rectangle (la base correspond au nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération et la hauteur sa puissance thermique) ayant la plus grande aire sous la courbe monotone de chaleur. Il s'agit ici d'un dimensionnement purement « énergétique ».

Précisons que cette méthode de dimensionnement est assez conservatrice. Choisir un rectangle sous la courbe monotone de chaleur implique que l'on suppose que la cogénération fonctionnera à pleine charge durant un certain nombre d'heures. En pratique néanmoins, les unités de cogénération peuvent fonctionner jusqu'à une charge partielle de 80 % sans perte significative de rendement, et donc accroître leur durée de fonctionnement.

En outre, nous ne considérons pas la possibilité de fonctionner en cascade avec plusieurs petites unités de cogénération plutôt qu'une seule grosse, alors qu'un tel fonctionnement permet non seulement d'accroître la production d'énergie.

L'étape suivante consiste à calculer la rentabilité des cogénérations à installer dans chaque établissement étudié. Maintenant que la taille et la durée de fonctionnement de la cogénération sont connues individuellement pour chaque établissement, il reste à calculer la rentabilité du projet. Les gains d'une cogénération se situent à plusieurs niveaux.

1. Le premier est le gain sur la facture d'électricité. Nous avons supposé que l'électricité produite par cogénération ne devra plus être achetée au prix moyen payé actuellement par le consommateur (en 2018 plus précisément). L'éventuel surplus est revendu sur le réseau au prix moyen de 2.5 c€/kWh.
2. Le deuxième est le gain sur la chaleur. Nous avons supposé que la chaleur produite par cogénération ne devra plus être fournie par l'installation thermique existante au prix moyen payé actuellement par le consommateur (en 2018 plus précisément).
3. Le troisième est le gain sur la facture en combustible après cogénération. Nous avons supposé que la hausse de consommation en combustible de l'établissement par rapport à la situation sans cogénération permet de négocier un meilleur tarif au niveau du combustible pour tout l'établissement, selon une courbe dégressive comme illustré ci-dessous et calculée en fonction de coûts de référence (CREG).
4. Le quatrième est le gain issu de la vente des certificats verts. Nous avons tenu compte de la formule complète et d'un prix de valorisation unitaire de 93 €/CV. Attention, nous avons considéré les coefficients multiplicateurs pour les installations de cogénération dans le secteur du logement collectif.

Il reste ensuite à déduire les dépenses en cogénération, qui se situent à plusieurs niveaux également.

5. Le premier est la dépense en achat de combustibles pour la cogénération, en fonction du type de technologie. Nous avons supposé un prix d'achat plus faible si le combustible utilisé était le même que celui utilisé avant cogénération, selon la courbe dégressive présentée dans le paragraphe 5.2.4. En revanche, nous avons considéré des coûts moyens pour l'année 2005 pour les autres types de combustibles (bois, huiles végétales, ...).
6. Le deuxième est le surcoût du combustible d'appoint lorsque la cogénération utilise un autre combustible (renouvelable, par exemple)
7. Le troisième est le surcoût de l'électricité d'appoint. Nous avons supposé un prix d'achat moyen correspondant à une quantité d'électricité achetée sur le réseau plus faible après cogénération selon la courbe dégressive présentée au paragraphe 5.2.4.
8. Le quatrième est la dépense en entretien et maintenance de l'unité de cogénération.

La différence donne le gain annuel net du projet.

En divisant l'investissement net, éventuels subsides déduits, par ce gain annuel net, nous obtenons le temps de retour simple (TRS) du projet de cogénération. Le calcul de la Valeur Actualisée Nette (VAN)



ainsi que du Taux de Rentabilité Interne (TRI) tient compte de l'évolution de ce gain annuel net en fonction des années.

L'étape suivante consiste à déterminer le potentiel énergétique et le potentiel économique de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale. Le potentiel énergétique se calcule en sommant toutes les unités de cogénération qu'il est pertinent d'installer d'un point de vue énergétique ³⁸. Dans un second temps, le potentiel économique ne reprend que les projets dont le temps de retour simple est inférieur à un certain maximum préalablement défini. Dans le cadre de cette étude, le temps de retour retenu est de 5 ans.

Précisons que ces potentiels énergétique et économique se basent sur les consommations énergétiques des entreprises actuelles en supposant une réduction des besoins thermiques de 30%. En revanche, ils ne prennent pas en compte une possible évolution des besoins de chaleur de ces établissements dans le futur liée, par exemple, à une évolution de l'activité. Les potentiels ne prennent pas non plus en compte les gisements de combustibles renouvelables disponibles (gisement co-(sous)-produits organiques, déchets, ...).

Pour le secteur industriel, les entreprises connues individuellement et qui ont fait l'objet d'un calcul individuel de potentiel de cogénération représentent 50.6% de la consommation totale de combustibles de ce secteur. Pour obtenir les potentiels pour l'ensemble du secteur industriel, on multiplie alors les potentiels énergétique et économique par ce facteur 1/0.506.

Pour le secteur tertiaire, l'analyse bottom-up couvre, de la même manière, 61% de l'ensemble de la consommation énergétique de ce secteur. Dans le logement collectif, ce taux d'extrapolation est de 31%.

Les résultats finaux de cette démarche et présentés dans les résultats ci-dessous, sont donc des résultats basés sur les estimations individuelles et extrapolées ensuite à l'ensemble des secteurs.

5.1.2. TOP DOWN

La démarche top-down permet, quant à elle, de déterminer la représentativité de la démarche bottom-up pour les secteurs tertiaire et du logement collectif. Pour cela, on applique la logique « inverse ».

En effet, à l'inverse de la démarche précédente, on part directement de la consommation globale du secteur et on tente d'en déduire un potentiel de cogénération globale.

Pour cela, les résultats de la démarche bottom up sont utilisés pour extrapolation, on calcule grâce à eux la « cogénération moyenne » sectorielle (puissance thermique moyenne, des rendements moyens, les coûts d'énergie moyen avant et après installation de l'équipement), ainsi que la part des Besoins Nets en Chaleur (BNeC) qui peuvent être couverts par une cogénération dont le TRS est inférieur à 5 ans. Ces éléments sont ensuite appliqués aux consommations globales sectorielles.

Considérant l'extrême variabilité des profils et besoins spécifiques au secteur industriel, la démarche top down n'y a pas été appliquée, puisqu'associer une seule installation moyenne à l'ensemble du secteur aurait été peu représentatif.

5.2. Hypothèses ou démarches simplificatrices

5.2.1. Hypothèses générales

³⁸ Si un établissement se caractérise par une demande électrique importante mais une demande de chaleur très faible, on peut considérer qu'y installer une cogénération n'est pas pertinent du point de vue énergétique (en dehors même de toute notion économique).



Il est important de rappeler que le logiciel qui détermine les potentiels technique et économique, tant par la démarche bottom-up que par la démarche top-down ne prend pas en compte d'évolution temporelle. Le logiciel estime ce qui est potentiellement réalisable dans les conditions actuelles du marché.

5.2.2. Modélisation des secteurs tertiaire et industriel

A. Les données individuelles

La première étape consistait à répertorier les établissements dont les consommations individuelles sont connues. Nous avons travaillé un tableau de données SIBELGA³⁹ qui reprend plus de 85 000 établissements secteurs tertiaires (public et privé), industriels, bâtiments de logement collectifs et indépendants. Les données énergétiques, gaz et électricité, qui ont servi de base à l'étude sont celles de l'année 2018. Les code NACE étaient également disponibles pour un grand nombre d'établissements de ce fichier.

Il est évident que l'ensemble des données n'a pas été utilisé, une règle de coupure a été appliquée : seuls les utilisateurs dont la consommation gaz est supérieure à 85 000 kWh de gaz ont été pris en compte. Ce chiffre est déterminé par le plus petit cogénérateur disponible sur le marché. En effet, si on considère $85\ 000\ \text{kWh} \times 0.85\%$ que l'on divise par 1500h de fonctionnement à pleine charge, on obtient une puissance de chauffe de 48 kW, considérant qu'une cogénération représentera de l'ordre de 25% de cette puissance de chauffe, on obtient 12 kW de puissance thermique pour la cogénération qui est, précisément, la plus petite puissance disponible sur le marché. Pour certains établissements dont les données NACE étaient absentes, ce seuil a été remonté à 100 000 kWh afin de limiter le travail de reconstruction du fichier.

B. Les profils thermiques types

La démarche bottom-up impose de modéliser le comportement énergétique des entreprises des différents secteurs considérés. Pour ce faire, on suppose donc que l'ensemble des établissements de chaque secteur tertiaire ou industriel pris en compte présente le même profil de consommation thermique. L'ensemble des plus de 6000 établissements pris en compte est donc réparti dans un ensemble de sous-secteurs d'activité (NACE). Les profils des différents secteurs pris en compte sont repris au Tableau 22.

L'Annexe 1 explique la méthodologie de dimensionnement associé à chaque profil thermique type.

Profil	
Type 1	Diurne, 5 j sur 7 (bureaux, écoles, services aux personnes)
Type 2	Diurne, 6 j sur 7 (commerces, culture)
Type 3	Diurne, 7 j sur 7 (centres sportifs)
Type 4	Continue, 7 j sur 7 (soins, horeca)
Type 5	Diurne, 5 j sur 7 (PME, blanchisserie, teinturerie, consommation régulière)
Type 6	Diurne, 7 j sur 7 (logement collectif)
Type 7	Industrie 1: 7 j sur 7; 3 pauses; 10 mois/an (sidérurgie, chaux, MNF)
Type 8	Industrie 2 : profil chimie (type PRAYON)
Type 9	Industrie 3 : profil parachimie (type L'OREAL)
Type 10	Industrie 4 : profil sucrerie (type WANZE)
Type 11	Industrie 5 : profil autre alimentation (type KRAFTFOODS)
Type 12	Industrie Bois séchage palette
Type 13	Industrie papier

Tableau 22 : Liste des secteurs tertiaire et industriel pris en compte

³⁹ Ces données sont utilisées uniquement dans le cadre précis de cette étude, elles ont été anonymisées et les résultats sont présentés de façon agrégées.



C. La segmentation de l'industrie et du tertiaire

Le Tableau 23 donne la branche d'activité (Industrie, commerce, ...), le code sous-branche (NACE 2 digit), le type de profil thermique associé (cf. Tableau 2). L'annexe au présent rapport sur les fonctionnalités de l'outil détaille les paramètres associés aux différents profils permettant le dimensionnement d'une installation de cogénération.



BRANCHES	NACE 2 digit	SousBranche	Type de profils associé
INDUSTRIE	10	Alimentation	11
	11	Boissons	11
	12	Tabac	11
	13	TEXTILE	5
	14	Habillement	5
	15	cuir/chaussures	5
	16	Travail du bois	12
	17	Papier/carton	13
	18	Imprimerie	13
	20	Chimie	7
	21	Pharma	9
	22	Fabrication de produits en caoutchouc et en plastique	7
	23	Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques	7
	24	Métallurgie	7
	25	Fabrication de produits métalliques, à l'exception des machines et des équipements	7
	26	Fabrication de produits informatiques, électroniques et optiques	5
	27	Fabrication d'équipements électriques	5
	28	Fabrication de machines et d'équipements n.c.a.	7
	29	Construction et assemblage de véhicules automobiles, de remorques et de semi-remorques	7
	30	Fabrication d'autres matériels de transport	7
	31	Meubles	5
	32	Autes Industrie	5
	35	prod elec vapeur	1
36	captage	1	
38	déchet	1	
41	Construction immo	1	
42	GC	1	
43	Construction spécialisé	1	
COMMERCE	45	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	2
	46	commerce de gros (sauf véhicules)	2



	47	Commerce de détail (hors supermarchés)	2	
	55	Horeca - hébergement	4	
	56	Horeca - resto	2	
TRANSPORT ET COMMUNICATION	49	Transports terrestres et transport par conduites	1	
	50	Transports par eau	1	
	52	Entreposage et services auxiliaires des transports	1	
	53	Activités de poste et de courrier	1	
	58	Edition	1	
	59	Prod film, télé	1	
	60	Diffusion média télé	1	
	61	Télé-comm	1	
	Bureaux Privés - BANQUES ASSUR. ET SERV. AUX ENTREPRISES	62	Programmation, conseil et autres activités informatiques	1
		63	Services d'information	1
64		Activités des services financiers, hors assurance et caisses de retraite Assurance, réassurance et caisses de retraite, à l'exclusion des assurances sociales obligatoires	1	
65			1	
66		Activités auxiliaires de services financiers et d'assurance	1	
69		Activités juridiques et comptables	1	
70		Activités des sièges sociaux; conseil de gestion Activités d'architecture et d'ingénierie; activités de contrôle et analyses techniques	1	
71			1	
72		Recherche-développement scientifique	1	
73		Publicité et études de marché	1	
74		Autres activités spécialisées, scientifiques et techniques	1	
75		Activités vétérinaires	1	
77		Activités de location et location-bail	1	
78		Activités liées à l'emploi Activités des agences de voyage, voyagistes, services de réservation et activités connexes	1	
79			1	
80		Enquêtes et sécurité	1	
81		Services relatifs aux bâtiments; aménagement paysager Services administratifs de bureau et autres activités de soutien aux entreprises	1	
82			1	
ENSEIGNEMENT		85	Enseignement	1
SOINS ET SANTE		86	Activités pour la santé humaine	4
	87	Activités médico-sociales et sociales avec hébergement	4	
	88	Action sociale sans hébergement	4	
CULTURE ET SPORT	90	Activités créatives, artistiques et de spectacle	2	



	91	Bibliothèques, archives, musées et autres activités culturelles	2
	92	Organisation de jeux de hasard et d'argent	2
	93	Activités sportives, récréatives et de loisirs	3
	94	Activités des organisations associatives	1
AUTRES SERVICES	96	Autres services personnels	1
	97	Activités des ménages en tant qu'employeurs de personnel domestique	1
ADM. PUBLIQUES ET INTERNATION.	99	Activités des organisations et organismes extraterritoriaux	1
	84	Administration publique et défense; sécurité sociale obligatoire	1
LOGEMENT COLL	68	logement collectifs - copropriétés	6

Tableau 23 : Liste des secteurs pris en compte dans le calcul du potentiel de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale



NB : Pour les secteurs industriels, les ratios de chaleur cogénéable sont extraits d'une étude réalisée par l'ICEDD. Il y est tenu compte du fait que les industries ont des besoins thermiques, qui ne peuvent être « cogénérés » comme ceux qui s'expriment à des températures trop hautes comme dans des fours ou encore ceux liés à des besoins de vapeur spécifiques,....

5.2.3. Types d'installation disponibles dans l'outil.

Une simulation du potentiel de cogénération est possible en se basant sur les technologies suivantes :

- moteur à huile végétale pure ;
- moteur à huile végétale recyclée ;
- moteur à bois - gazéification
- moteur à biodiesel ;
- moteur au biogaz ;
- moteur au gaz naturel ;
- moteur au gaz de synthèse
- moteur au biométhane ;
- moteur au diesel ;
- turbine à gaz – eau chaude – avec postcombustion ;
- turbine à gaz – eau chaude – sans postcombustion ;
- turbine à gaz – vapeur – avec postcombustion ;
- turbine à gaz – vapeur – sans postcombustion ;

Rappelons à ce stade que la technologie la plus largement utilisée dans des applications de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale, et de loin, est celle du moteur alimenté au gaz naturel.

5.2.4. Paramètres économiques.

Le tableau ci-dessous reprend les principaux paramètres de nature économique considérés lors des simulations. Les valeurs indiquées en bleu peuvent être modifiées par l'utilisateur du fichier de calcul.



	Paramètres modifiables		
Durée de vie économique (max 20)		10	années
Prix CV		93	€ / CV
Avec ou sans facteurs mult (logement coll)		1	(1 = oui, 0 = non)
Evolution prix CV	-2%	-2.0%	/ an
Prix revente électricité au réseau		2.50	c€ / kWh
Evolution prix combustible cogen		0.0%	/ an
Evolution prix combustible chaudière		0.0%	/ an
Evolution prix électricité		0.0%	/ an
Evolution prix entretien		2.0%	/ an
Facteur de surinvestissement		25%	%
Subsides ?	Sans subsides		
TVA ?	sans tenir compte de la TVA		
Valeur actualisée nette des gains min		0.0	%
INDUSTRIE			
Taux d'actualisation		8%	%
Taux de subside		0%	%
Temps de retour min		5	années
Taux de rentabilité interne min		10%	%
TERTIAIRE et LOGEMENT			
Taux d'actualisation		12%	%
Taux de subside		0%	%
Temps de retour min		5	années
Taux de rentabilité interne min		8%	%

Dans ce tableau, on peut noter que

- Le prix des certificats verts est considéré à 93€⁴⁰.
- Le prix de revente de l'électricité au réseau, en cas de surproduction, est fixé à 2.5 c€/kWh.
- Les augmentations annuelles des prix des combustibles chaudières ou de la cogénération ainsi que de l'électricité ont été supposées égales à 0%/an, ce qui influence favorablement la valeur actualisée nette (VAN) et le taux de rentabilité interne (TRI). Il s'agit d'une influence favorable dans la mesure où on suppose que le prix des combustibles va augmenter et que les prix de l'électricité vont rester plus ou moins constants. Dès lors, si on considérait une augmentation de la facture de combustible de la cogénération, cette majoration serait plus forte que celle du gain sur la chaleur, ce qui conduirait à réduire le gain annuel net années après années, et donc la VAN et le TRI du projet.
- Dans le scénario « Stabilité des prix », il a été décidé de considérer que les prix des énergies à l'horizon 2025 - 2030 restent équivalents à leurs valeurs de 2018. En effet, il semble logique de considérer que les décisions d'investissements d'une entreprise sont bien souvent effectuées en tenant compte des prix des énergies en vigueur au moment où la décision est prise. Rappelons que ce potentiel réaliste est calculé sur un potentiel économique dont le projet possède un temps de retour simple (TRS) inférieur à 5 ans.
- Pour le scénario « hausse électricité », nous avons supposé que le prix de l'électricité sur la période considérée est augmenté de 25% par rapport à sa valeur de 2018 (Prix elec considéré = Prix elec 2018 * 1.25). Le prix des combustibles sur l'ensemble de la période considérée est également majoré de 15% par rapport à sa valeur de 2018. Enfin, le prix des combustibles renouvelables reste stable sur la période considérée.

⁴⁰ Cette valeur a été retenue en accord avec BRUGEL.



- Pour le scénario « hausse des combustibles », nous avons retenu que les prix de l'électricité étaient fixes alors que les prix des combustibles tant fossiles que renouvelables étaient augmentés de 25 %, sur l'ensemble de la période considérée.

Par ailleurs, il faut noter que les prix du gaz naturel et de l'électricité sont dégressifs en fonction de la quantité consommée. Ils sont extraits de l'étude de PWC commandée par le CREG en 2020 « Comparaison des prix de l'électricité et du gaz naturel observés en Belgique et dans les pays voisins en janvier 2020 », comme illustré ci-dessous (CREG, 2020).

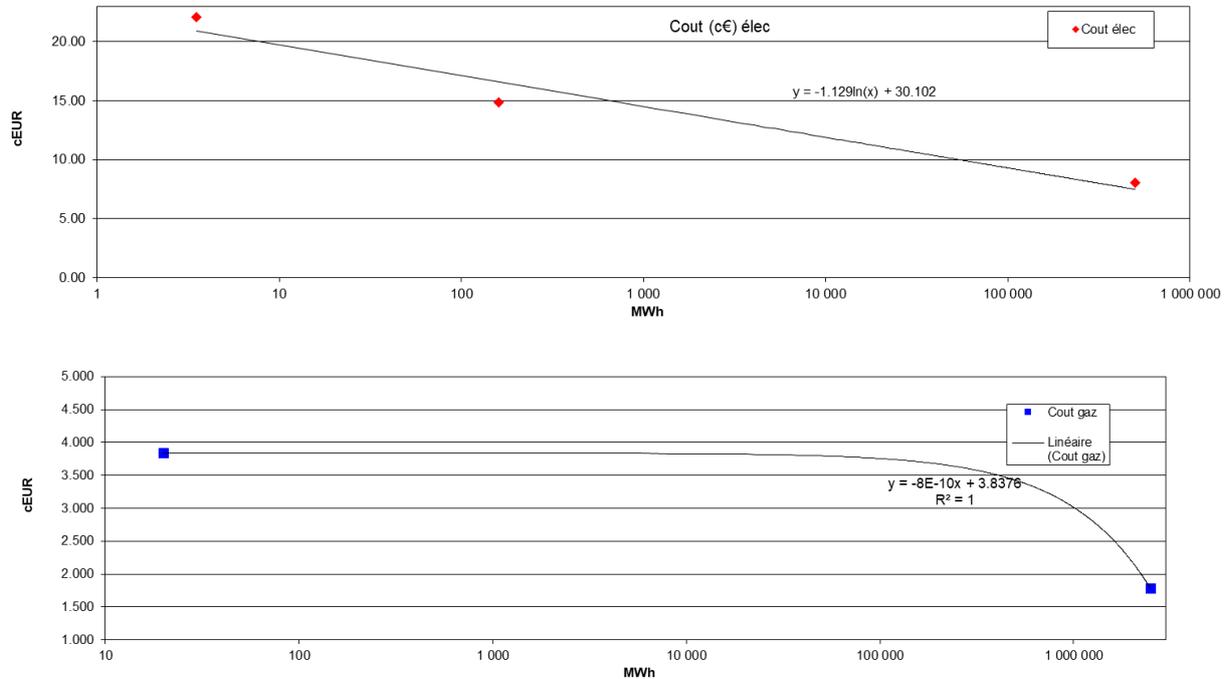


Figure 10 : Extrapolation des Prix de l'électricité et du gaz naturel en fonction des MWh consommés, en 2018. Echelle logarithmique. Source : CREG

En pratique, vu les établissements bruxellois, seul le prix de 3.8 c€/kWh est finalement utile.

Le prix des combustibles renouvelables et du gazoil est basé sur des données actualisées (Valbiom : Observatoires des prix des biocombustibles et informazout.be), ceux-ci sont considérés comme fixes, indépendamment des quantités consommées.

En ce qui concerne le méthane de synthèse⁴¹ et le biométhane (biogaz épuré et concentré), ces combustibles, sans doute amenés à se développer, peuvent être injectés dans le réseau gaz actuel (les caractéristiques intrinsèques à ces combustibles étant équivalentes à ceux du gaz naturel). Les technologies de combustion sont donc parfaitement identiques à celles du gaz aujourd'hui. Le prix de ces combustibles n'est pas connu précisément à ce jour. Dans nos estimations, nous avons considéré que le prix de la composante énergie du gaz (le *commodity*) serait 3 fois plus élevé que le gaz naturel 'fossile'. En considérant la décomposition du cout du gaz issue de l'étude de PWC, et en triplant le cout de l'énergie on obtient un cout au kWh de 7.6 c€.

A chaque combustible est associé un poids CO₂, celui-ci déterminant le taux d'octroi CV des installations. Energie :

⁴¹ Par électrolyse de l'eau, on peut produire de l'hydrogène. Si l'on fait réagir cet hydrogène avec du CO₂ dans une réaction de méthanation, on obtient du méthane de synthèse.



	CO ₂ (kg CO ₂ /MWh)	Prix (c€/kWh)
Huile végétale pure	65	7.5
Huile végétale recyclée	20	6.3
Biodiesel	80	8
Bois (gazéification)	23	3.1
Biogaz produit localement	20	3.1
Méthane de synthèse	20	7.6
Biométhane importé	20	7.6
Moteurs diesel	306	4.1

Tableau 24 : Prix des énergies et poids CO₂ (source : BRUGEL)

5.2.5. Le niveau des subsides

Nous avons considéré, à ce stade, une absence de subside spécifique à l'investissement.

L'outil construit permet d'ailleurs de considérer un taux de subside différencié entre l'industrie et le tertiaire.

5.2.6. Les principes de la démarche top-down : rappel

A l'inverse de la démarche précédente, on part de la consommation globale du secteur et on tente d'en déduire un potentiel de cogénération. Précisons que cette démarche n'est appliquée que sur le secteur tertiaire, couvert à 61% par les entreprises de l'approche bottom-up et sur le logement dont la part des établissements étudiés représente 30% du secteur concerné.

Les résultats de la démarche bottom up sont utilisés pour extrapolation : on détermine grâce à eux :

- Une puissance thermique moyenne, des rendements moyens, les coûts d'énergie moyen avant et après installation de l'équipement.
- On calcule également la part des Besoins Nets en Chaleur (BNeC) qui peuvent être couverts par une cogénération dont le TRS est inférieur à 5 ans, de la démarche bottom up.

5.2.7. Installation de ballons de stockage

Les ballons de stockage de chaleur permettent à la cogénération de fonctionner plus longtemps et donc augmentent la production de chaleur et d'électricité. Nous avons attribué une augmentation forfaitaire de 20% à 40% selon le secteur concerné (cfr feuille profil) si le choix est fait, dans l'outil, de retenir l'option 'ballons de stockage'. Ces valeurs sont basées sur l'expérience de l'ICEDD en matière de dimensionnement d'installation de cogénération.

5.3. Principaux résultats

Ce paragraphe présente les principaux résultats de l'analyse de potentiel de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale. Il faut noter que des résultats supplémentaires sont également disponibles au sein du logiciel de calcul, tous les détails y étant disponibles par secteurs et sous-secteurs. L'explication détaillée des fonctionnalités du logiciel est donnée en annexe du présent rapport.

5.3.1. Potentiel énergétique et potentiel économique.



Dans la démarche bottom up, 3 scénarios ont été étudiés. Ils sont déterminés par des évolutions différentes des prix des énergies (cfr paragraphe précédent) ; scénario « hausse de l'électricité », scénario « hausse des combustibles » et scénario « stabilité des prix ».

Le tableau ci-dessous présente, par secteur, le potentiel énergétique ainsi que le potentiel économique dans les 3 scénarios envisagés (démarche bottom up extrapolée).

Ainsi, on observe que la production de chaleur qui peut être cogénérée en Région de Bruxelles-Capitale en ne retenant que des considérations énergétiques est 1855 GWh (dernière colonne du tableau). Si l'on se limite aux unités de cogénération dont le TRS (temps de retour simple) est inférieur à 5 ans, on voit que la production de chaleur cogénérable descend à 1288 GWh dans le scénario « hausse des combustibles », 1450 GWh dans le scénario « stabilité des prix » et 1433 GWh dans le scénario « hausse de l'électricité ».

Ce tableau donne également, pour chaque secteur et chaque scénario, la puissance électrique des cogénérations, leur production électrique, le nombre de certificats verts auxquels elles auront droit.

Avec stockage de la chaleur	Puissance électrique (MWe)	Production électrique (GWh)	Nombre certificats verts	Production chaleur (GWh)
Potentiel énergétique	210.3	1169.7	1 730 484	1 854.8
- tertiaire	67.4	332.9	208 932	495.1
- industrie	21.8	93.6	57 807	123.0
- logement	121.2	743.1	1 463 745	1 236.8
Potentiel Economique - Scen : Stabilité	154.6	900.2	1 546 687	1 450.3
- tertiaire	39.0	192.3	117 632	262.5
- industrie	1.8	9.8	6 276	16.0
- logement	113.8	698.1	1 422 779	1 171.7
Potentiel Economique - Scen : hausse de l'élec	153.2	881.2	1 516 930	1 433.0
- tertiaire	44.6	218.7	135 321	311.2
- industrie	2.9	14.5	9 111	22.7
- logement	105.6	648.0	1 372 498	1 099.2
Potentiel Economique - Scen : hausse des combustibles	135.8	790.3	1 441 414	1 287.7
- tertiaire	35.5	175.0	106 742	235.0
- industrie	1.2	7.6	4 883	12.6
- logement	99.1	607.8	1 329 789	1 040.0

Tableau 25 : Potentiel bottom up extrapolé de cogénération en Région de Bruxelles-Capitale

Si on s'attarde sur ces chiffres : on constate que, bien que le l'augmentation du cout de l'électricité devrait favoriser la rentabilité des installations de cogénération, cela n'est pas le cas. On ne constate que peu d'effet, sur le potentiel global, entre le scenario « Stabilité » et « hausse de l'élec ». Ceci s'explique simplement. Comme on le constate, la plus grande partie du potentiel se situe dans le logement collectif. Secteur qui rappelons-le est associé à quelques singularités :

Peu d'autoconsommation de l'électricité produite (uniquement au niveau des communs). L'influence de l'augmentation plus importante du prix de l'électricité par rapport celui des combustibles n'a pas d'impact bénéfique sur la rentabilité des installations. La légère augmentation du cout combustible de ce scénario (15% d'augmentation du cout combustible contre 25% pour le cout de l'électricité) à même un effet négatif. La rentabilité des installations dans ce secteur est essentiellement due à l'octroi des CV supplémentaires. Cela crée une certaine distorsion dans les résultats obtenus.

Plus loin nous analyserons l'effet de la suppression des coefficients multiplicatifs pour ce secteur sur l'estimation du potentiel.

Le Tableau 26 compare le potentiel énergétique (chiffres en rouge) et le potentiel économique (dans le scénario « hausse des prix ») suivant les méthodes bottom up et top down dans le cas du secteur tertiaire et du logement collectif. La mise en perspective de ces deux approches nous permet de « valider » les résultats obtenus.



	Bottom/up	TERTIAIRE	
	Part secteur couvert par données indiv : 60.7%		
	potentiel énergétique	Potentiel Eco - TRS	Top-Down : Validation pot é
Consommation combustible (MWh)	3 430 707.42		3 430 707.42
Consommation électricité (MWh)	3 060 488.86		3 060 488.86
BNeC (MWh/an)	1 159 160.79	541 389.15	670 296.11
Puissance thermique totale (kWth)	99 343.85	52 632.84	64 430.14
Puissance électrique totale (kWe)	67 377.33	39 049.58	30 407.71
Production chaleur cogénérée MWh	495 097.92	262 535.95	196 840.28
Production électricité cog. MWh	332 948.81	192 277.63	124 822.15
Consommation combust cog MWh	946 538.18	523 670.50	
Surconsommation combustible MWh	337 336.86	200 628.84	
Nombre totaux de CV	208 932.09	117 631.80	
Gains totaux de CV (€/an)	19 426 873.68	10 939 757.22	
Total CO2 évité (tonnes/an)	45 338.26	25 526.10	
Total investissement (k€/an)	144 122.83	70 813.16	
Potentiel électrique VAN MWh		201 179.18	

	Bottom/up	LOGEMENT COLL.	
	Part secteur : 30.8%		
	potentiel énergétique	Potentiel Eco - TRS	Top-Down : Validation scen éco
Consommation combustible (MWh)	3 896 143.82		3 896 143.82
Consommation électricité (MWh)	942 507.61		942 507.61
BNeC (MWh/an)	2 216 477.26	1 701 308.68	1 701 308.68
Puissance thermique totale (kWth)	201 643.66	179 208.42	179 208.42
Puissance électrique totale (kWe)	121 158.28	105 648.06	93 449.38
Production chaleur cogénérée MWh	1 236 761.22	1 099 156.91	845 505.32
Production électricité cog. MWh	743 112.22	647 981.82	440 894.19
Consommation combust cog MWh	2 242 838.17	1 974 957.62	
Surconsommation combustible MWh	721 045.10	622 482.03	
Nombre totaux de CV	1 463 745.04	1 372 497.64	588 799.98
Gains totaux de CV (€/an)	136 128 288.75	127 642 280.26	54 758 398.47
Total CO2 évité (tonnes/an)	317 632.67	297 831.99	127 769.60
Total investissement (k€/an)	317 814.88	286 502.50	46 089.03
Potentiel électrique VAN MWh		3 347 332.55	

Tableau 26 : Comparaison des potentiels de cogénération bottom up et top down pour le secteur tertiaire et le logement collectif

Notons, que les installations de cogénération alimentées à partir de méthane de synthèse, ou de biogaz épuré et injecté dans le réseau, pour des potentiels énergétiques équivalents, possèdent un potentiel économique supérieur de 164 MWél (dont 121 MWél, soit 73%, dans le secteur du logement collectif) pour le scénario « hausse de l'électricité », mais face à cela mobilisent un nombre de CV octroyés de près de 8 352 692 au régime actuel. Dans le cas d'installation « méthane de synthèse » l'ensemble du potentiel énergétique du logement collectifs est couvert par le potentiel économique. Ici encore, on peut constater l'effet du coefficient multiplicateur lié à l'octroi CV.

Avec stockage de la chaleur	Puissance électrique (MWe)	Production électrique (GWh)	Nombre certificats verts
Potentiel énergétique	210.3	1169.7	9 047 610
- tertiaire	67.4	332.9	1 068 232
- industrie	21.8	93.6	283 864
- logement	121.2	743.1	7 695 514
Potentiel Economique - Scen : hausse de l'élec	164.1	956.0	8 352 692
- tertiaire	42.3	208.7	642 987
- industrie	0.6	4.2	14 191
- logement	121.2	743.1	7 695 514

Tableau 27 : Résultats du potentiel « moteur alimenté par du méthane de synthèse »



5.3.2. Effet du taux d'octroi CV (logement collectif).

Dans le cas de cette première simulation nous avons considéré les coefficients multiplicateurs actuels considérés dans les immeubles à appartement. Nous pouvons supprimer ceux-ci et voir l'effet sur le secteur concerné dans le cas du scénario « hausse de l'électricité » :

Avec stockage de la chaleur	Puissance électrique (MWe)	Consommation électrique (GWh)	Production électrique (GWh)	Nombre certificats verts	Consom. Combust (GWh)	BNeC (GWh)	Production chaleur (GWh)
Potentiel énergétique	210.3	4443.7	1169.7	749 193	7 817.5	3 700.1	1 854.8
- tertiaire	67.4	3060	332.9	208 932	3 430.7	1 159.2	495.1
- industrie	21.8	441	93.6	57 807	490.7	324.5	123.0
- logement	121.2	943	743.1	482 454	3 896.1	2 216.5	1 236.8
Potentiel Favorable à 93€/CV - moteur gaz	97.6	4443.7	549.5	1 117 698	7 817.5	1 579.0	924.5
- tertiaire	39.4	3060	194.0	118 951	3 430.7	551.3	267.1
- industrie	2.1	441	11.0	7 027	490.7	38.0	18.0
- logement	56.2	943	344.5	991 720	3 896.1	989.8	639.4

Tableau 28 : Résultats logement collectif avec ou sans coefficient multiplicateur

On constate directement l'influence importante du facteur multiplicatif dans le déploiement de la cogénération en Région de Bruxelles-Capitale puisque sans celui-ci, le potentiel dans le logement collectif chute de 121 MW_{électrique} à 56 MW_{électrique}.



6. Solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid

Dans cette section, nous présentons les différentes technologies actuelles et futures pouvant assurer la production de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale. Pour chacune de celles-ci, nous reprenons une explication du fonctionnement de la technologie ainsi que leurs spécificités techniques et économiques.

Ensuite, nous estimerons la valeur du *Levelized Cost of Heat* (LCOH) de chaque technologie de production de chaleur pour pouvoir les comparer du point des coûts pour le consommateur.

Le concept de LCOH est un cas particulier du LCOE (*Levelized Cost of Energy*), voir par exemple (Hansen, 2019). Il se calcule à partir de l'équation suivante :

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dans laquelle

- I_t = les frais d'investissements (CAPEX) de la cogénération, de la chaudière d'appoint, du réseau, des sous-stations pendant l'année t
- M_t = les frais opérationnels et de maintenance (OPEX) de la cogénération, du réseau, des sous-stations pendant l'année t
- F_t = les achats de combustibles consommés par la cogénération et la chaudière d'appoint pendant l'année t
- E_t = la chaleur produite pendant l'année t
- r = le taux d'actualisation pris en considération
- n = la durée de vie (en années) de l'installation

6.1. Les différentes techniques envisageables

Production de chaleur :

Les technologies considérées pour la production de chaleur (individuelle ou collective) sont les suivantes :

- **Technologies individuelles** de production de chaleur :
 - Les chaudières (éventuellement à condensation) alimentées par différents combustibles possibles
 - Les panneaux solaires thermiques
 - Les pompes à chaleur
 - La géothermie
 - Le chauffage électrique
 - Les cogénérations



- **Technologies collectives** de production et de distribution de chaleur regroupent les réseaux de chaleur qui peuvent être alimentés par :
 - Des chaudières 'classiques' alimentées par différents combustibles
 - Des cogénérations alimentées par différents combustibles
 - Rïothermie (chaleur des égouts)
 - La récupération de chaleur fatale
 - Des sources d'énergie renouvelable (biomasse, solaire thermique⁴²)

Production de froid :

Comme pour la production de chaleur, le froid peut être produit par des installations individuelles ou collectives :

- **Technologies individuelles** de production de froid peuvent être distinguées selon deux techniques principales :
 - Refroidissement naturel
 - Refroidissement naturel (dont *free cooling*)
 - Refroidissement actif (climatisation)
 - Machine frigorifique à compression et *free chilling*
 - Système à débit de réfrigérant variable et récupération d'énergie sur boucle d'eau
 - Machine frigorifique à absorption et trigénération
- **Technologies collectives** de production de froid :
 - Réseaux de froid

Production combinée de chaleur et de froid :

La production combinée de chaleur et de froid peut être assurée par une **installation collective** :

- Réseaux sur boucle d'eau tempérée

6.1.1. Technologies de production de chaleur – Solutions individuelles

A. Chaudières (à condensation)

A.1. Fonctionnement

Dans une chaudière, le combustible est brûlé pour produire de la chaleur qui est ensuite transmise à un fluide caloporteur (souvent de l'eau). Une fois chauffé, le fluide est transporté vers les émetteurs de chaleurs (p.ex. radiateurs) par l'intermédiaire d'un circuit (canalisations et tuyaux) de chauffage central. De l'eau chaude sanitaire peut également être fournie.

La particularité de la chaudière à condensation est qu'un échangeur-condenseur est placé en sortie de chaudière. La vapeur d'eau présente dans les fumées est ainsi condensée et la chaleur latente de vaporisation de l'eau contenue dans les fumées est récupérée. Ceci permet d'économiser le besoin en combustible pour dégager de la chaleur et donc d'améliorer le rendement de combustion.

⁴² <http://solarheateurope.eu/2020/05/19/voijens-district-heating/>

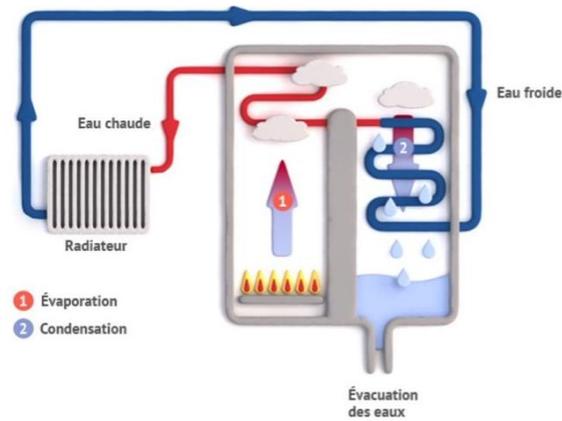


Figure 11 : Chaudière à condensation

Le rendement des chaudières à condensation s'améliore d'autant plus que la température des fumées est basse. Il est donc préférable d'avoir une température du liquide caloporteur basse au départ de la chaudière, cela étant rendu possible grâce à des émetteurs de chaleur (p.ex. chauffage par le sol, radiateurs) travaillant à basse température. Si une chaudière à condensation peut être performante avec des radiateurs dimensionnés en régime 90°/70°C, elle fonctionnera de manière optimale à basse température (température d'eau de retour $\leq 50^\circ\text{C}$). Cela implique des émetteurs conditionnés aux régimes suivants : 70°/50°C pour des radiateurs, 55°/40°C pour des ventilo-convecteurs, 40°/30°C pour du chauffage au sol, 70°/40°C pour de l'eau chaude sanitaire.

Les chaudières se distinguent notamment par le combustible qui est utilisé. Ceux-ci peuvent être le gaz naturel, le biométhane, le mazout ou la biomasse - c'est-à-dire les bûches, pellets ou plaquettes, et, à terme éventuellement, de l'hydrogène. Dans le cas de l'hydrogène, une récente étude a montré qu'il était possible d'adapter des chaudières gaz naturel pour fonctionner à l'hydrogène (Gersen, Martinus, Van essen, Darneveil, & Teerling, 2020). Les auteurs mettent en avant les bonnes performances de combustion de ces chaudières adaptées ainsi que la nette baisse d'émissions de NO_x mesurée. Néanmoins, l'adaptation du réseau et des chaudières représentera un coût significatif malgré l'intérêt de cette technologie.

Pour les trois premiers combustibles cités, nous considérons les chaudières à condensation alors que nous nous intéressons davantage aux chaudières « classiques » pour la biomasse. Bien qu'il existe des chaudières à condensation pour la biomasse, cette technologie est bien moins fréquente (Valbiom, 2015)⁴³.

Par ailleurs, les chaudières faisant usage de pellets ou de plaquettes partagent la spécificité technique qu'elles peuvent être alimentées automatiquement en combustible par un système de vis d'alimentation ou d'aspiration. L'intérêt de ces chaudières porte sur le fait que la biomasse est considérée comme renouvelable, et est donc neutre en termes d'empreinte carbone. Si la biomasse brûlée est remplacée, les émissions de carbone issues de la combustion seraient compensées par la croissance de la nouvelle biomasse. La durabilité de cette filière est cependant remise en question (cf. spécificités techniques et financières) et présente des désavantages en termes de qualité de l'air. Par ailleurs, les Autorités bruxelloises réfléchissent actuellement aux types d'installations de combustion biomasse qu'il y a lieu d'interdire sur le territoire de la Région de Bruxelles-Capitale au regard des problèmes de qualité de l'air qu'elles soulèvent (voir section 4.5.5).

A.2. Spécificités techniques et financières

⁴³ Il est intéressant de préciser que le rendement PCS (i.e. « énergie dégagée par la combustion du bois en prenant en compte la récupération de la chaleur latente de la vapeur d'eau émise lors de la combustion ») du bois est de 5,4 kWh/kg contre 5,14 kWh/kg de rendement PCI (i.e. « énergie produite par la combustion d'un combustible sans tenir compte de la chaleur latente contenue dans la vapeur d'eau produite ») pour le bois anhydre (qui ne contient pas d'eau). (Valbiom, 2015)



Dans cette section, nous présentons les spécificités techniques et financières liées à la technologie en considération. S'il est fait mention des « contraintes », celles-ci englobent également les points positifs et négatifs associés à la technologie.

Pour les chaudières à condensation, nous faisons ici la distinction entre les chaudières sur base du combustible auxquelles elles ont recours :

Gaz naturel et biométhane

- Réseau de distribution de gaz étendu

En Région de Bruxelles-Capitale, le réseau de distribution du gaz est largement étendu et couvre (pratiquement) tout le territoire. Le biométhane, qui est constitué de biogaz épuré et dont la composition est proche du gaz naturel 'classique', peut être directement injecté dans le réseau de distribution, et ce sans adaptation des moyens de combustion du consommateur final.

- Pas de stockage physique

Ces combustibles ne requièrent pas de stockage physique, nécessitant de facto une plus petite surface au sol.

- Prix peu élevés

Les chaudières à condensation au gaz représentent une technologie relativement bon marché et qui est bien connue.

- Rendements importants

Parmi tous les combustibles présentés, la chaudière au gaz naturel présente le meilleur rendement, estimé à 104%, s'il est calculé sur base du PCI du combustible.

- Emissions

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) restent importantes pour ces technologies même si les niveaux d'émissions de CO₂ varient selon le combustible – le gaz naturel étant plus faible émetteur que le mazout et que les combustibles solides fossiles. Toutefois, en tant qu'énergie fossile, le gaz naturel ne cadre pas avec les ambitions climatiques européennes et bruxelloises à long terme.

- Dépendance énergétique

Le gaz naturel ne constitue pas une ressource belge et entraîne une dépendance énergétique envers des pays tiers.

Mazout

- Technologie connue

Les chaudières à mazout sont présentes depuis longtemps sur le marché. Elles présentent donc l'avantage d'être une technologie bien connue.

- Solution indépendante

Lorsque les bâtiments ne sont pas connectés au réseau de distribution de gaz naturel, les chaudières à mazout s'avèrent utiles. Vu la bonne couverture de ce réseau, la portée de cet avantage est cependant limitée en Région de Bruxelles-Capitale.

- Emissions

Le mazout est une énergie fossile plus émettrice de CO₂ que le gaz naturel. Dans le cadre des objectifs climatiques bruxellois, le plan énergie climat 2030 de la RBC prévoit d'ailleurs d'interdire l'installation d'appareils de chauffage et/ou de production d'eau chaude sanitaire fonctionnant au mazout dès 2025 (voir section 4.5.5).



La combustion du mazout entraîne l'émission de trois autres polluants notables : NO_x, SO_x et poussières. Le gaz naturel quant à lui n'émet que du NO_x. Les valeurs limites d'émissions pour les nouvelles installations sont fixés par une directive européenne⁴⁴.

- Stockage physique

Ce type de chaudière requiert une cuve pour y stocker le mazout. Outre l'inconvénient du stockage, cela implique un coût supplémentaire (de l'ordre de plus de 2 000 EUR) à l'achat et dans le cas des anciennes citernes enterrées, des risques de fuites et donc de pollution du sol par des hydrocarbures.

- Dépendance énergétique

Comme le gaz naturel, le mazout ne constitue pas une ressource belge et entraîne une dépendance énergétique envers d'autres pays.

Bûches, pellet et plaquette

- Durabilité de la biomasse

L'utilisation de biomasse comme bioénergie n'est pas nécessairement durable. L'article 29 de la directive européenne 2018/2001⁴⁵ définit d'ailleurs les critères de durabilité de la biomasse énergie. Une liste non-exhaustive de critères est présentée succinctement ci-après :

- Les opérateurs ou les autorités nationales disposent de plans de gestion ou de suivi afin de faire face aux incidences sur la qualité des sols et la teneur en carbone du sol ;
- La bioénergie n'est pas produite à partir de matières premières provenant de terres de grande valeur en termes de diversité biologique telles que notamment les forêts primaires et forêts très riches en biodiversité ;
- La bioénergie n'est pas produite à partir de matières premières provenant de terres présentant un important stock de carbone ;
- La bioénergie n'est pas produite à partir de matières premières provenant de terres qui étaient des tourbières ;
- Application d'une législation nationale, infranationale ou au niveau de la zone d'approvisionnement forestière qui garantisse :
 - La légalité des opérations de récolte
 - La régénération effective de la forêt dans les zones de récolte
 - La protection des zones désignées par le droit national ou international ou par l'autorité compétente en la matière à des fins de protection de la nature, notamment dans les zones humides et les tourbières
 - L'exploitation est assurée dans le souci de la préservation de la qualité des sols et de la biodiversité, dans le but de réduire au minimum les incidences négatives
 - L'exploitation maintient ou améliore la capacité de production à long terme de la forêt
- Niveaux de réduction spécifiques des émissions de gaz à effet de serre résultant de l'utilisation de la bioénergie selon l'année de mise en service des installations de production de biocarburants, de biogaz ou de production de chaleur et de froid et d'électricité.

⁴⁴ Directive EU 2015/2193 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyenne.

⁴⁵ Directive du Parlement Européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.



Il est important de noter que ce cadre s'applique peu importe l'origine géographique de la biomasse or il est nécessaire que la ressource soit d'origine locale (< 50 km) pour que les émissions liées au transport ne détériorent pas sa performance environnementale (Filloux & Dastot, 2010).

Par ailleurs, plusieurs scientifiques ont récemment alerté le Parlement Européen contre les impacts indirects potentiels de la directive⁴⁶. Même si elle fixe des critères de durabilité, la directive promeut l'utilisation de la biomasse comme bioénergie ce qui pourrait avoir pour conséquences négatives :

- L'utilisation d'arbres spécifiquement coupés pour être utilisés comme bioénergie libère du carbone qui resterait stocké dans les forêts autrement. Cela risque également d'entraîner un déplacement de la consommation de bois vers d'autres forêts pour assurer la production de produits ligneux.
- Le rendement de la combustion du bois est inférieur à la combustion d'énergies fossiles, ce qui accroît les émissions de CO₂ dans l'atmosphère.
- La récolte du bois laisse de la biomasse servant à la protection des sols. Cette biomasse se décompose et émet également du CO₂.

L'accroissement des émissions de CO₂ provoquées par les raisons mentionnées précédemment constituent un obstacle dans la lutte contre les changements climatiques.

- Qualité de l'air

Pour les chaudières biomasse, l'émission d'autres polluants constitue un inconvénient. Si elles émettent moins de SO₂ que les chaudières à mazout, elles sont plus polluantes en termes de NO_x et de poussières. Ces chaudières détériorent considérablement la qualité de l'air, et particulièrement lorsque la combustion du bois n'est pas optimale (démarrage, chaudière mal réglée, bois humide, etc.).

- Rendements

Comparativement aux chaudières à condensation gaz naturel ou mazout, celles-ci ont un rendement inférieur. Il peut être estimé entre 60 et 97% selon le combustible. Ces différences de rendements s'expliquent notamment par la qualité de la ressource (p.ex. présence de résine dans l'écorce), son taux d'humidité, sa densité énergétique, les procédés de transformations (p.ex. séchage) subis ou encore la taille du combustible solide (l'utilisation de pellets peut être plus modulable que l'utilisation de bûches pour répondre à un même besoin de chaleur).

- Stockage physique

Le stockage est également un désavantage de ces chaudières car elles nécessitent, de facto, une surface au sol plus importante.

- Coûts

Si les chaudières biomasse coûtent plus cher que les chaudières au gaz naturel, cela reste néanmoins une technologie relativement accessible.

- Charroi

L'acheminement de la biomasse vers la RBC devrait se faire essentiellement par camions. L'augmentation du trafic de camions dans la région engendrerait des désagréments complémentaires en termes de congestion, d'émissions de GES et de polluants atmosphériques ou encore de nuisance acoustique.

A.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

⁴⁶ Lettre des scientifiques au Parlement Européen concernant la biomasse forestière, 9 janvier 2018. https://www.canopee-asso.org/wp-content/uploads/2019/10/UPDATE-800-signatures_Scientist-Letter-on-EU-Forest-Biomass.pdf



Dans cette section, nous présentons la facilité ou la difficulté avec laquelle la technologie peut être implémentée dans les bâtiments résidentiels et tertiaires de la RBC. La présence d'industries étant limitée dans la région, elle n'est pas reprise à part entière dans cette section.

- **Bâtiments résidentiels**

Les chaudières à condensation sont une des technologies les plus employées pour alimenter les logements résidentiels en chaleur. Elles peuvent soit fonctionner au niveau individuel (maison, appartement) ou à l'échelle d'un bâtiment (immeuble à appartement). Les chaudières au gaz naturel restent les chaudières les plus faciles à déployer car elles sont efficaces, économiques et le réseau de distribution de gaz en Région de Bruxelles-Capitale est particulièrement bien développé. De plus, elles sont facilement implémentables dans des bâtiments existants. La seule véritable contrainte réside dans les émissions de GES y restant liées et, idéalement, la nécessité de remplacer les émetteurs de chaleur par des émetteurs « basse température » pour maximiser le rendement thermique. Etant donné les ambitions climatiques en vigueur mais aussi les objectifs en termes d'amélioration de la qualité de l'air, les chaudières à mazout ne sont pas recommandées, d'autant que leur avantage en tant que solution autonome n'est que peu pertinent en Région de Bruxelles-Capitale du fait de la présence d'un excellent réseau de gaz naturel. Concernant les chaudières biomasse, elles présentent plusieurs caractéristiques intéressantes mais, à l'échelle de logements individuels, elles ne sont pas à conseiller étant donné leur impact significatif sur la qualité de l'air. Les chaudières biomasse pourraient trouver un intérêt dans le cas de chauffage collectif alimentant un réseau de chaleur (voir section 7) à proximité d'une unité où l'approvisionnement est cohérent avec la proximité de la ressource. Par ailleurs, l'utilisation de la biomasse à des fins de chauffage de bâtiment pose des questions en termes de durabilité de la ressource, surtout si celle-ci est importée de pays peu respectueux de normes agro-environnementales.

- **Bâtiments tertiaires**

Pour les mêmes raisons que celles mentionnées pour les bâtiments résidentiels, les chaudières à condensation (au gaz naturel) constituent une technologie intéressante pour les bâtiments tertiaires.

A.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les hypothèses techniques et économiques prises pour ces technologies sont regroupées dans le tableau de synthèse ci-dessous. Les fourchettes de valeurs correspondent aux valeurs identifiées pour les ménages (fourchette basse) et pour le secteur tertiaire (fourchette élevée), à l'exception du combustible pour lequel c'est l'inverse lorsqu'il existe une différence. Etant donné qu'il est peu probable qu'un bâtiment tertiaire soit équipé d'une chaudière à bûche, nous n'avons pas tenu compte de ce type de chaudière pour ce secteur.



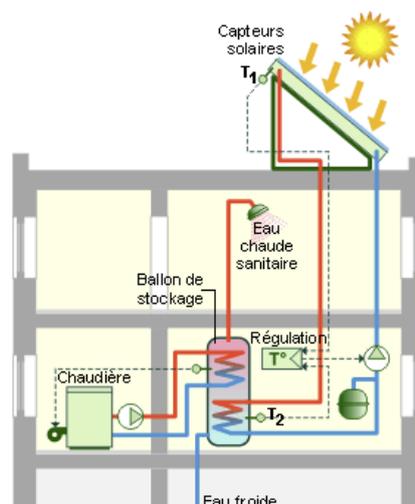
Technologie	Filière	Puissance	Heures de fonctionnement	Durée de vie technique	Rendement	Investissements	Mainten-	Combustible
		kW	h/an	An	%	kEUR	EUR/an	EUR/MWh
Chaudières (à condensation)	Biométhane	[20 – 2 000]	[1 800 – 2 000]	20	102	[5,4 – 227,2]	[75 – 1 000]	[76 – 89]
	Gaz naturel	[20 – 2 000]	[1 800 – 2 000]	20	102	[5,4 – 227,2]	[75 – 1 000]	[34 – 40]
	Mazout	[20 – 2 000]	[1 800 – 2 000]	20	98	[7,7 – 368,2]	[142 – 600]	[47 – 49]
	Bûches	20	1 800	20	85	5,8	150	47
	Pellets	[20 – 2 000]	[1 800 – 2 000]	20	95	[15 - 900]	[400 – 46 000]	58
	Plaquettes	[20 – 2 000]	[1 800 – 2 000]	20	90	[15 – 1.080]	[150 – 54 000]	31

Tableau 29 : Hypothèses techniques et économiques des chaudières

B. Panneaux solaires thermiques

B.1. Fonctionnement

Placés sur la toiture du bâtiment, les panneaux solaires sont équipés de capteurs qui collectent le rayonnement solaire direct et diffus afin de le transformer en chaleur (contrairement aux panneaux photovoltaïques qui produisent directement de l'électricité). La chaleur collectée est transférée à un fluide caloporteur (p.ex. eau glycolée) circulant dans chacun des capteurs. Le fluide caloporteur est acheminé vers le ballon de stockage d'eau chaude une fois qu'une certaine différence de température est atteinte entre la température rencontrée au niveau des capteurs et celle au fond du ballon de stockage.



Les installations solaires thermiques peuvent être de deux types : boucle solaire fermée (indirecte) ou ouverte (directe). En **boucle fermée**, le fluide caloporteur chauffé dans les capteurs et celui qui est puisé depuis le ballon de stockage ne sont pas les mêmes. C'est le fluide caloporteur des capteurs qui chauffe indirectement l'eau consommée via un échangeur. En **boucle ouverte**, l'eau de consommation est la



même que l'eau circulant dans les capteurs. En Belgique, cette dernière technologie est moins utilisée à cause des problèmes pouvant être causés par le gel (EnergiePlus, 2020).

Selon le type de capteur employé, les rendements varient. Les capteurs se différencient en fonction de la qualité de l'absorbeur, du verre solaire et de l'isolation du capteur. Ces trois paramètres déterminent les plages de températures privilégiées par type de capteur et donc l'usage privilégié de celui-ci :

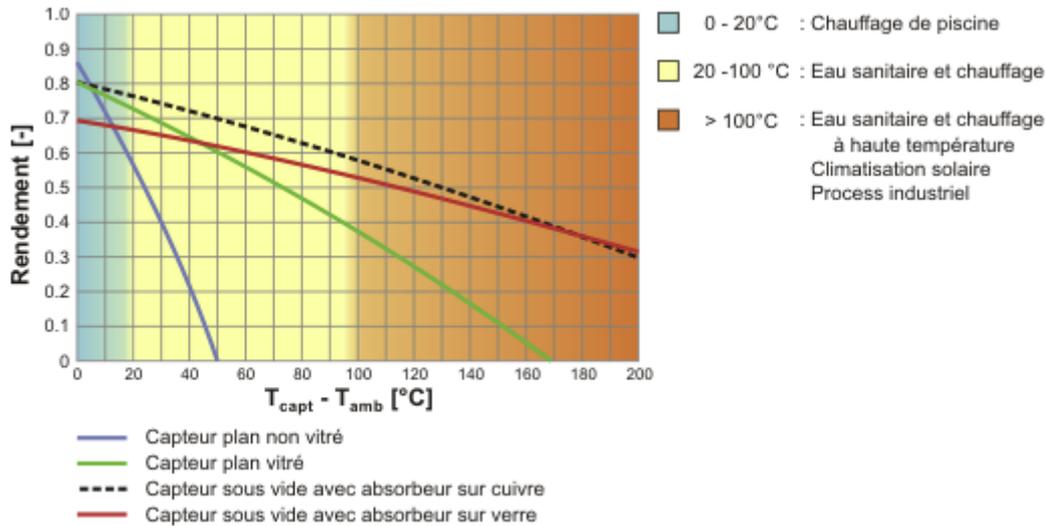


Figure 12 : Plage de température privilégiée par capteur et usages préférentiels (EnergiePlus, 2020)

Selon le rendement et l'usage illustré ci-dessus, trois catégories de plage de régime de travail peuvent être comprises :

- Basse température (0 à 20°C) : Ceci concerne notamment les piscines. La température souhaitée est relativement faible et les déperditions thermiques n'ont que peu d'influence. Le rendement du capteur sera essentiel, c'est pourquoi les capteurs plan (vitré ou non) sont préférés.
- Moyenne température (20 à 100°C) : application à la production d'eau chaude sanitaire et chauffage. Les déperditions thermiques deviennent plus importantes que les rendements optiques. Les capteurs devront être bien isolés thermiquement. Il y a donc une préférence pour les capteurs sous vide ou plan vitrés.
- Haute température (> 100°C) : application à procédés industriels, climatisation solaire ou chauffage à haute température. L'isolation thermique étant essentielle, seuls les capteurs sous vide peuvent être considérés.

Etant fonction du rayonnement solaire, la production de chaleur est, bien sûr, supérieure en été qu'en hiver. Ceci explique que cette technologie est mieux adaptée pour l'eau chaude sanitaire que le chauffage puisque dans ce dernier cas, le besoin est le plus élevé en hiver quand la source de chaleur est la plus faible. D'ailleurs, les capteurs solaires ne sont pas toujours en mesure de répondre à l'entièreté des besoins de chaleur en tout moment (p.ex. lorsqu'il n'y a pas de soleil). Il est donc nécessaire d'installer un système d'appoint pour assurer la température souhaitée. Celui-ci peut être alimenté à l'électricité, ou via une chaudière classique.

Les capteurs ont des rendements optiques différents selon la technologie (EnergiePlus, 2020):

- Capteur plan non-vitré : 90 – 95 %
- Capteur plan vitré : 75 – 85 %
- Capteur sous vide avec absorbeur sur cuivre : 75 – 85 %
- Capteur sous vide avec absorbeur sur verre : 50 – 70 %



Le rendement d'une installation ne dépend cependant pas uniquement du rendement optique des capteurs. On estime qu'une installation bien conçue capte en moyenne 300 à 400 kWh/m².an pour 1000 kWh/m².an d'irradiation en moyenne en Belgique (EnergiePlus, 2020). Ceci correspond donc à un rendement moyen de 30 à 40%. Une installation de ce type a une durée de vie d'au moins 25 ans.

B.2. Contraintes techniques et financières

- Emissions

Fonctionnant à l'énergie renouvelable (solaire), le panneau solaire n'émet pas de GES lors de son fonctionnement, ce qui lui assure une bonne performance environnementale. Pour être complet, il faut noter que la production des panneaux est émettrice de GES mais dans une mesure relativement faible. De plus, l'utilisation d'un système d'appoint générera des émissions de GES.

- Coût

Lorsque le panneau solaire repose uniquement sur l'énergie solaire pour fonctionner, le coût 'combustible' est nul puisque la source d'énergie est gratuite. De plus, les panneaux solaires thermiques occasionnent peu de travaux de maintenance, ce qui réduit les frais.

- Primes

En Région de Bruxelles-Capitale, des primes existent actuellement pour subsidier l'installation de ce type de panneaux dans le cadre de la production d'eau chaude⁴⁷. A condition que la mise en œuvre d'une installation d'eau chaude sanitaire comprenne au minimum 2m² de surface optique panneaux et un ballon d'eau chaude sanitaire, les travaux sont éligibles⁴⁸ à l'octroi de la prime (C7).

Pour un maximum de 50% des coûts éligibles de la facture, les montants de la prime sont répartis comme suit selon la catégorie du demandeur⁴⁹ :

- A : 2 500 €/jusqu'à 4 m² + 200 €/m² au-delà de 4 m² (par unité de logement si résidentiel et par installation si tertiaire) ;
- B : 3 000 €/jusqu'à 4 m² + 200 €/m² au-delà de 4 m² (par unité de logement) ;
- C : 3 500 €/jusqu'à 4 m² + 200 €/m² au-delà de 4 m² (par unité de logement)

Depuis 2021, un bonus pour la sortie du mazout et du charbon est disponible pour les ménages et les copropriétés en résidentiel :

- A : 300 € si ancienne chaudière mazout ou 600 € si ancien poêle mazout ou charbon ;
- B : 350 € si ancienne chaudière mazout ou 700 € si ancien poêle mazout ou charbon ;
- C : 500 € si ancienne chaudière mazout ou 1 000 € si ancien poêle mazout ou charbon

- Intermittence

Cette technologie est fonction du rayonnement solaire qui est intermittent en fonction des conditions météorologiques et varie également en fonction des saisons. Il faut donc un système d'appoint pour assurer les besoins en chaleur.

- Potentiel solaire

Cette technologie est également fonction de la superficie et de l'orientation des toitures. Le rendement des panneaux peut donc dépendre du bâtiment sur lequel l'installation est prévue car celui-ci peut ne

⁴⁷ <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/primes-et-incidentiels/les-primes-energie-2021/primes-c-chaleur/chauffe>, consulté le 21 décembre 2020.

⁴⁸ Une liste de travaux éligibles pour déterminer le montant maximum de la prime ou du bonus sortie de mazout ou charbon est spécifiée par le formulaire de la prime énergie C7

⁴⁹ Les catégories de demandeur sont fonction des revenus et de la composition du ménage. Pour les personnes isolées, les catégories de demandeur sont fonction des revenus : catégorie A si les revenus sont > 71.565,60 EUR, B si les revenus sont compris entre 35.782,80 et 71.565,60 EUR et C si les revenus sont < 35.782,80 EUR. Pour les cohabitants ou en couples : catégorie A si les revenus sont > 86.565,60 EUR, B si les revenus sont compris entre 50.782,80 et 86.565,60 EUR et C si les revenus sont < 50.782,80 EUR.



pas être orienté au mieux ou recevoir beaucoup d'ombre à cause de la présence de bâtiments plus hauts à côté, etc.

- Rentabilité

Malgré des coûts d'utilisation et d'entretien faibles, le coût d'investissement reste conséquent. Ceci rend la technologie dépendante des primes offertes par Bruxelles Environnement en RBC.

- Fonction unique ECS

Comme expliqué préalablement, les contraintes liées à cette technologie font qu'elle est mieux adaptée à la production d'eau chaude sanitaire qu'au chauffage. En outre, cette technologie atteint un optimum économique lorsqu'elle couvre 50% à 70% de la demande annuelle d'eau chaude pour les logements individuels et entre 20% et 40% pour les installations plus conséquentes telles que des immeubles à appartement (PWC, 2015). Le solde devra être produit par des moyens classiques (chaudières, pompes à chaleur, chauffage électrique direct).

- Légionellose

Les bactéries peuvent proliférer dans le ballon de stockage car les températures y sont favorables (30 à 40°C). Ce problème peut néanmoins être géré par l'installation de pompes (de déstratification) ou de cuves (de transition). (EnergiePlus, 2020)

- Concurrence PV

Les panneaux solaires destinés à la production d'ECS sont installés sur le toit à l'instar des panneaux photovoltaïques. Ce qui veut dire que les deux peuvent être potentiellement en concurrence pour la surface du toit et que des choix risquent d'avoir à être fait lorsque la toiture n'est pas en mesure de concilier les deux technologies de manière optimale.

B.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

Le solaire thermique convient particulièrement bien aux installations domestiques. Les primes mises à disposition encouragent l'installation de panneaux solaires thermiques. Cette technologie ne peut cependant couvrir qu'une partie de la production d'ECS et doit donc être complétée par un autre système de production de chaleur.

- **Bâtiments tertiaires**

Dans le cadre de bâtiments à forte demande d'eau chaude, et spécialement en été (p.ex. piscine, hôtels, etc.), le solaire thermique constitue également une technologie intéressante d'autant qu'il peut bénéficier de primes. A nouveau, celle-ci devra être complétée d'une autre méthode de production de chaleur pour assurer le chauffage et la partie non-couverte d'ECS.

B.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les hypothèses techniques et économiques de ces technologies sont regroupées dans le tableau ci-dessous. Les fourchettes de valeurs correspondent aux valeurs identifiées pour les ménages (fourchette basse) et pour le secteur tertiaire (fourchette élevée) :



Technologie	Filière	Puissance	Heures de fonctionnement	Durée de vie technique	Rendement	Investissements	Mainten- ance	Combustible
		kW	h/an	An	%	kEUR	EUR/an	EUR/MWh
Solaire thermique	Renouvelable	[1,75 – 35] ⁵⁰	800	25	35	[5,3 – 80]	[49 – 840]	-

Tableau 30 : Hypothèses techniques et économiques des panneaux solaires thermiques

C. Géothermie

C.1. Fonctionnement

La géothermie repose sur le principe de l'extraction de la chaleur du sol. Si la température du sol varie selon les saisons sous les 10 premiers mètres de profondeur, au-delà elle est relativement constante. En Belgique, elle oscille entre 10 et 14°C à 20-30m de profondeur pour ensuite augmenter de 3°C par 100m en moyenne.

La géothermie peut donc être distinguée selon le niveau d'enthalpie⁵¹. La géothermie à faible enthalpie nécessite l'utilisation d'un équipement, tel qu'une pompe à chaleur (PAC), pour rehausser la température de la chaleur captée dans le sol en vue d'être exploitée alors que la géothermie à haute enthalpie fait usage direct de la chaleur du sol. Dans le cas de l'utilisation d'une PAC, le sol sert de source froide où est extraite la chaleur en vue de chauffer une source chaude (le bâtiment). A l'inverse, la fraîcheur du sol peut également être directement employée pour refroidir un fluide caloporteur qui sera ensuite utilisé pour rafraîchir un bâtiment (*geocooling*).

Le niveau d'enthalpie est directement fonction de la profondeur des forages. Ainsi, deux types de géothermie peuvent être présentés :

- **Géothermie peu profonde** (faible enthalpie) : il s'agit des installations les plus fréquemment retrouvées à Bruxelles. Deux sources froides peuvent être employées pour la géothermie peu profonde :
 - **Air (aérothermie)** : une partie du renouvellement d'air hygiénique d'une habitation est assurée par un conduit d'amenée d'air qui est enfoui dans le sol. En hiver, cela permet de préchauffer l'air neuf avant qu'il n'arrive à la maison grâce à la température plus élevée du sol par rapport à l'air extérieur. En été, la température plus fraîche du sol permettra le refroidissement naturel de l'air entrant dans le bâtiment. Il s'agit du principe de puit canadien. Cependant, les investissements conséquents, les risques de condensation internes importants, les pertes de charges supplémentaires dans le système de ventilation et l'entretien constituent tous autant de désavantages qui font qu'il ne s'agit pas d'une technologie prioritaire (Energie Plus, 2020).
 - **Eau souterraine/glycolée (hydrothermie)** : la chaleur extraite depuis l'eau ou le sol est à basse température (moins de 30°C), ce qui ne permet pas le transfert direct de chaleur par simple échange. Il est donc nécessaire d'y adjoindre des pompes à chaleur pour répondre aux besoins de chauffage de maisons. Selon l'origine de l'eau utilisée pour réchauffer le bâtiment, le système géothermique peut être :

⁵⁰ La puissance thermique a été estimée sur base d'une superficie des capteurs de 5m² et de 100m² pour le résidentiel et le tertiaire respectivement.

⁵¹ L'enthalpie constitue l'énergie totale d'un système. Autrement dit, il s'agit de la somme de tous les types d'énergie qu'il contient à pression constante. Elle est exprimée en joules (J) ou en kilojoules (kJ).



- Ouvert : de l'eau souterraine de source naturelle est pompée dans une nappe phréatique, passe dans un échangeur où sa chaleur est captée afin d'être distribuée à un bâtiment et est enfin rejetée, plus froide, dans un autre point différent du point de pompage.
- Fermé : un fluide caloporteur circule dans un circuit fermé enfoui dans le sous-sol dont la chaleur sera employée pour réchauffer le fluide. Une fois réchauffé, le fluide transmettra sa chaleur dans le bâtiment. Les systèmes géothermiques fermés captent la chaleur du sol via un système de tuyauteries installé horizontalement dans les premiers mètres sous la surface du sol ou verticalement (jusqu'à plusieurs centaines de mètres). A Bruxelles, on retrouve majoritairement des systèmes fermés.

Figure 13 : Système géothermique ouvert (geothermie.brussels)

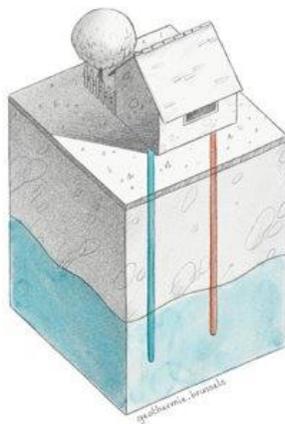


Figure 14 : Système géothermique fermé vertical (geothermie.brussels)

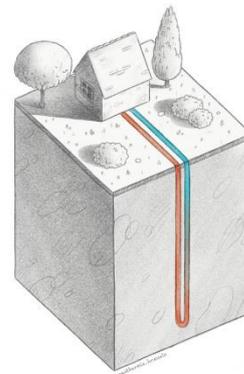
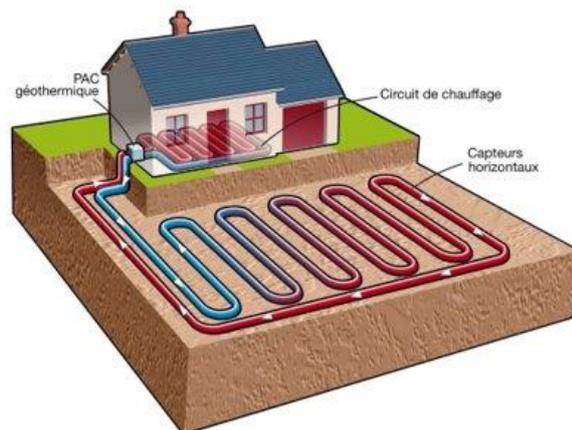


Figure 15 : Système géothermique fermé horizontal (geothermie.brussels)

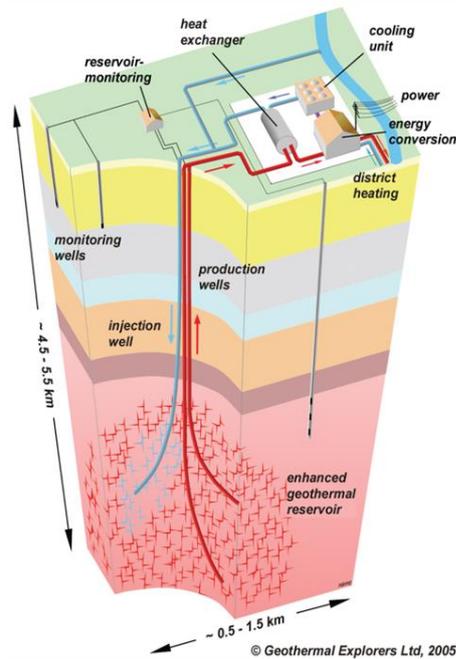


Ce type de géothermie est détaillé plus en profondeur dans la section « Pompes à chaleurs géothermiques » et ne sera pas développé davantage ici.

- **Géothermie profonde** (haute enthalpie) : fonctionnant selon un principe similaire à la géothermie peu profonde en système ouvert, l'énergie thermique captée permet d'alimenter directement les bâtiments en chaleur grâce aux températures importantes extraites via des forages plus profonds (> 1 000m). Cependant, atteindre ces profondeurs requiert des techniques de forages non-conventionnelles ainsi qu'une stimulation de la roche



(geothermie.brussels, 2020). Cela ne peut donc être envisagé que comme solution collective ou industrielle pour des projets de grande taille et en dehors de zones fortement urbanisées. Outre les contraintes techniques, un contexte géologique spécifique est nécessaire à ces systèmes comme c'est le cas du site de Saint Ghislain dans la région de Mons. Pour ces raisons, la géothermie profonde n'apparaît pas comme étant une solution possible pour Bruxelles. C'est pourquoi nous ne détaillerons pas davantage cette technologie.



D. Pompes à chaleur

D.1. Fonctionnement

La pompe à chaleur (PAC) fait usage de la chaleur gratuite présente un milieu extérieur pour la restituer dans un bâtiment. Cette chaleur est prélevée d'une source dite « froide » (p.ex. eau souterraine, air, etc.) avant d'être rejetée dans une source dite « chaude » (p.ex. maison, immeuble). Au-travers d'un compresseur, le fluide frigorigène présent dans le circuit thermodynamique est réchauffé car sa pression augmente, sa température croît et le fluide s'évapore. Placé ensuite dans un condenseur, le fluide cède sa chaleur à l'air qui est diffusé dans l'habitation ou le bâtiment via les émetteurs (p.ex. radiateurs). Le fluide se condense car il se refroidit. A basse température mais à haute pression, le fluide frigorigène passe au-travers d'un détendeur pour voir sa pression baisser et entamer un nouveau cycle. La figure ci-dessous illustre le fonctionnement d'une PAC air/air.

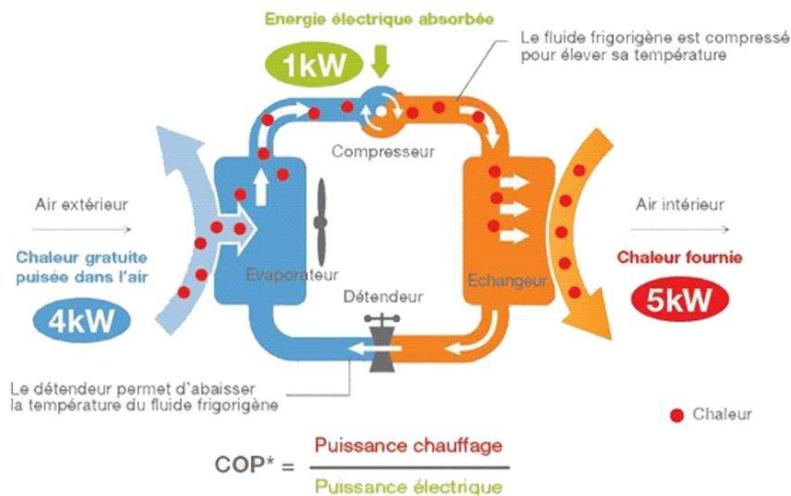


Figure 16: Fonctionnement d'une pompe à chaleur air/air

Les PAC présentent l'avantage de pouvoir combiner la production de chaleur et d'eau chaude sanitaire. En outre, elles peuvent être réversibles ce qui veut dire qu'elles peuvent produire tant de la chaleur que du froid.

Les PAC constituent un système intéressant dans la mesure où elles peuvent présenter d'excellents coefficients de performance (COP). Dans de bonnes conditions, 1 kWh d'énergie électrique permet de produire de 2,5 à 3,5 kWh d'énergie thermique. Si l'électricité est issue de source renouvelable, la chaleur produite sera totalement décarbonée. Néanmoins avec le mix énergétique belge actuel, reposant largement sur le nucléaire ou les énergies fossiles, les PAC sont encore à l'origine d'émissions indirectes de CO₂ non négligeables.

Les fluides caloporteurs dans lesquels baignent les échangeurs de chaleur de l'évaporateur et du condenseur distinguent les PAC. Dans le cadre de cette étude, deux types de PAC sont présentés :

- **PAC aérothermiques :**

Les PAC aérothermiques ou les PAC dites « air/air » et « air/eau » sont directement greffées à l'enveloppe du bâtiment et prélève la chaleur de l'air extérieur. Après transfert comme détaillé précédemment, la chaleur est soit expulsée dans l'air du bâtiment soit employée pour réchauffer l'eau des conduites de chauffage, qui à son tour réchauffera l'air ou l'eau chaude sanitaire.

- **PAC géothermiques :**

Les PAC géothermiques ou les La PAC dites « eau/eau » et « sol/eau » puisent la chaleur dans le sol ou dans l'eau des nappes phréatiques afin de réchauffer l'eau des conduites de chauffage. Comme introduit dans la section 6.1.1.C, les PAC géothermiques peuvent fonctionner sur base de systèmes ouverts (extraction de la chaleur d'eau souterraine ou de surface prélevée en un point et rejetée en un autre point) ou de systèmes fermés (système de tuyauterie dans lequel circule un fluide caloporteur). Dans le cas des systèmes fermés, les installations peuvent être horizontales ou verticales. Selon le mode choisi et la profondeur des forages, les PAC géothermiques requièrent donc plus ou moins d'infrastructure et d'espace. Les installations verticales exploitent des températures globalement plus constantes que les installations horizontales car ces dernières sont situées plus proches de la surface du sol et subissent les effets climatiques liés aux saisons. Les températures du sol sont plus chaudes en été mais peuvent être négatives en hiver, ce qui affaiblit la performance des PAC.

Toutes les PAC ne fonctionnent pas non plus de la même manière. En effet, différents modes de fonctionnement existent et nous les listons ci-dessous :



Mode de fonctionnement	Producteur de chaleur	Principe de fonctionnement
Monovalent	PAC seule	La PAC est le producteur de chaleur privilégié et fonctionne seule. Ce mode de fonctionnement convient plus particulièrement à des bâtiments parfaitement isolés.
Monoénergétique	PAC + appoint électrique	<p>La PAC fonctionne seule jusqu'à atteindre un point d'équilibre spécifique en-dessous duquel une résistance électrique, intégrée à la PAC, assure l'appoint de chaleur à un accumulateur (par radiateurs ou ventilo-convecteurs).</p> <p>C'est une solution fréquente pour les PAC aérothermiques. Lorsque les températures sont basses (généralement $< 0^{\circ}\text{C}$), le COP se détériore. Comme les PAC ne peuvent pas être surdimensionnées (i.e. dimensionner la PAC de sorte qu'elle puisse fonctionner de manière optimale lors de basses températures), il est nécessaire d'avoir une solution d'appoint pour répondre aux besoins de chaleur lors de basses températures.</p>
Bivalent	PAC + chaudière	<p>Un système de chauffage d'appoint (p.ex. chaudière au gaz naturel) est installé, ce qui permet de fonctionner en mode bivalent. Cela présente un intérêt lorsque des températures de fonctionnement élevées ($>50^{\circ}\text{C}$) sont requises ou qu'il faut des puissances de chauffe utiles plus importantes que la puissance disponible au niveau de la source froide.</p> <p>Le fonctionnement bivalent est souvent retrouvé lors de l'installation de PAC dans des bâtiments rénovés. L'ancienne chaudière (p.ex. gaz naturel) est souvent conservée et adjointe à la PAC pour couvrir les besoins de chaleur lors des périodes de basses températures. En mi-saison, la PAC fonctionnera néanmoins de manière autonome.</p> <p>2 types existent : bivalent alternatif et bivalent parallèle. Avec le bivalent alternatif, la chaudière fonctionne seule une fois que le point de bivalence (en-dessous d'une certaine température) est atteint. Dans le cas du bivalent parallèle, la chaudière fonctionne en complément de la PAC une fois que le point de bivalence (en-dessous d'une certaine température) est atteint.</p>

Tableau 31: Modes de fonctionnement typiques d'une pompe à chaleur (Bruxelles_Environnement_1, 2020)

Par ailleurs, il existe deux familles de PAC : électriques et gaz. Actuellement, les PAC électriques constituent la filière la plus fréquemment rencontrées. Si les PAC gaz sont actuellement plus marginales, elles pourraient néanmoins représenter une solution intéressante à l'avenir. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, il ressort que l'association d'une PAC gaz avec de la géothermie peut être pertinent grâce au dimensionnement plus faible au niveau de la source froide que requiert la PAC gaz.

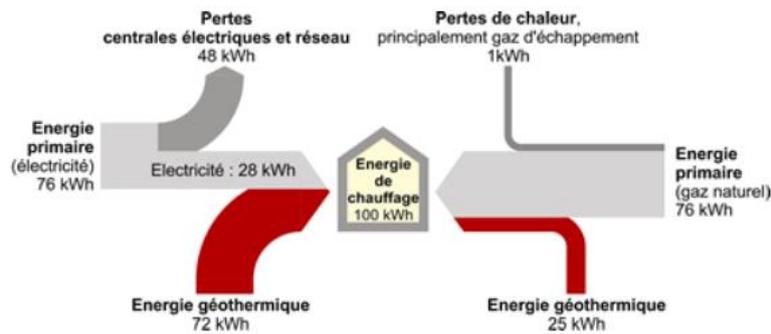


Figure 17: Pompes à chaleur (électricité et gaz naturel) et géothermie (Energie Plus, 2020)

D.2. Spécificités techniques et financières

- Rendements

Comme déjà évoqué, le principal avantage des PAC est le COP qu'elles peuvent potentiellement atteindre. Si les PAC aérothermiques peuvent atteindre un COP de 2,5 à 3, les PAC géothermiques sont potentiellement plus performantes avec un COP de 3,5 à 4. Ces niveaux sont cependant atteints dans des conditions optimales. Ces conditions se détériorent lorsque l'écart de température entre la source froide et la température de confort recherchée (celle de la source chaude) croît. C'est pourquoi, pour être performante, la PAC a besoin d'une source froide de température suffisamment élevée (pour produire de la chaleur). A l'inverse, elle nécessite une source chaude (émetteurs) relativement basse pour réduire cet écart (p.ex. chauffage sol avec régime 30/45°C). Les PAC sont donc conseillées dans des bâtiments basse énergie, passif ou avec de faible besoin de chaleur (p.ex. tertiaire neuf ou rénové en profondeur). Idéalement, les émetteurs du système doivent être choisis en adéquation avec ces niveaux de températures. Ainsi, des plafonds froids ou ilots rayonnants, des dalles actives ou des convecteurs surdimensionnés sont recommandables (EnergiePlus, 2020).

- Ressources inépuisables et locales

Les PAC aérothermiques emploient l'air qui est une ressource continuellement renouvelée. Théoriquement, les PAC géothermiques exploitent également une ressource qui se renouvelle. Néanmoins, les besoins de chaleur peuvent exiger une plus grande quantité de chaleur que le sol ou les nappes phréatiques sont à même de renouveler naturellement et auront donc tendance à s'épuiser à long-terme. Selon les cas, il est donc nécessaire de prévoir des solutions d'appoints telle qu'une chaudière pour éviter de puiser trop de chaleur dans la source froide ou alors d'intégrer des techniques de régénération du sol telles que le *free-cooling* (voir section 6.1.3.A) ou le *geocooling* en complément éventuel de refroidissement actif pour le tertiaire voire pour des quartiers densément peuplés équipés de PAC géothermiques.

- Réversibilité

Les PAC sont des systèmes qui peuvent toujours être rendues réversibles, c'est-à-dire qu'elles peuvent produire de la chaleur et du froid.

- Besoin d'énergie

Pour fonctionner, une PAC a besoin d'énergie qui est dans la grande majorité des cas de l'électricité qui produira des émissions indirectes de CO₂ si elle est issue de combustibles fossiles. La source d'électricité peut toutefois être renouvelable (panneaux photovoltaïques ou panneaux solaires thermiques). Les PAC fonctionnant au gaz naturel existent également mais les émissions de CO₂ découlant de la combustion du gaz restent un désavantage.



- Surface et accessibilité

Les PAC géothermiques induisent des installations plus conséquentes que les PAC aérothermiques. Pour une maison unifamiliale, les installations horizontales nécessitent une surface au sol équivalent à deux fois la superficie habitable. L'habitation a donc besoin d'un terrain suffisamment grand pour accueillir ce type d'infrastructure, difficilement réalisable dans des quartiers densément urbanisés. Si les installations verticales ne demandant pas autant d'espace, il faut néanmoins des engins lourds et imposants pour réaliser les forages. A nouveau, il est difficilement concevable que ce type d'engins aient accès à des quartiers densément urbanisés. En outre, il ne serait envisageable d'avoir des PAC géothermiques verticales que pour les nouvelles constructions étant donné qu'il n'est plus possible d'avoir accès au sol sous le bâtiment dans le cas d'une ville.

- Permis d'environnement/urbanisme

Selon le type de PAC, différents permis peuvent être requis pour que ce système puisse être installé. Dans le cadre des PAC aérothermiques, un permis d'environnement est nécessaire lorsque la capacité de la pompe à chaleur dépasse 10 kW^{52,53}. Pour les PAC géothermiques, un permis d'urbanisme est demandé étant donné les forages nécessaires. De plus, un permis d'environnement de classe 1B est requis. Dans le cas des systèmes « ouverts » (i.e. avec prélèvement de l'eau de nappes phréatiques), une autorisation de captage est nécessaire⁵⁴. Ces systèmes ouverts nécessitent également une étude de faisabilité hydrogéologique (p.ex. quantifier la productivité du puits, les paramètres hydrodynamiques de l'aquifère, etc.) au préalable de leur installation car elles ne peuvent pas convenir partout. Pour ces raisons, les systèmes ouverts sont moins adaptés aux petits projets tels que pour une maison unifamiliale.

- Coûts

Les PAC géothermiques reposent sur des forages (+/- 50 EUR/m) pour placer des sondes à une plus ou moins grande profondeur. Étant donné les besoins en infrastructure que cela représente, les PAC géothermiques sont des systèmes coûteux qui ne sont destinés qu'à de grands projets ou bâtiments. Étant donné le besoin d'électricité, le coût d'utilisation est également plus important. De plus, le coût des permis et des études à réaliser alourdit la charge financière. Face à ce constat, la rentabilité d'une PAC peut être difficile à atteindre.

- Primes

Aussi bien dans le résidentiel que dans le tertiaire, une prime (C4) peut être accordée à Bruxelles pour l'installation d'une PAC exclusivement destinée à la production de chauffage ou qui assure la production combinée de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Les primes sont réparties comme suit :

- Résidentiel (maximum 50% des coûts éligibles de la facture) :
 - Catégorie A⁵⁵ : 4 250 € / unité de logement ;
 - Catégorie B : 4 500 € / unité de logement ;
 - Catégorie C : 4 750 € / unité de logement.
- Tertiaire : maximum 25% des coûts éligibles de la facture

Pour le résidentiel, un bonus à la sortie de mazout ou charbon est également accessible (cf. section « spécificités techniques et économiques » des panneaux solaires thermiques). Il est important de souligner que les PAC réversibles sont exclues du bénéfice de la prime pour le résidentiel.

⁵² Ne concerne a priori pas les particuliers.

⁵³ <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/quest-ce-que-lenergie-verte/produire-votre-propre-energie-verte-2#:~:text=Permis%20d'environnement%203A%20Les%20particuliers,ne%20d%C3%A9passe%20pas%2010%20kW.&text=La%20seule%20c%20hose%20C3%A0%20faire,de%20la%20pompe%20C3%A0%20chaleur>, consulté le 21 décembre 2020.

⁵⁴ L'arrêté du Gouvernement du 8 novembre 2018 définit les conditions d'exploitation pour les systèmes géothermiques ouverts.

⁵⁵ Les catégories sont expliquées dans la section « spécificités techniques et économiques » des panneaux solaires thermiques.



Dans le cas de la production exclusive d'eau chaude sanitaire par une PAC, la prime C5 couvre maximum 50% des des coûts éligibles de la facture pour un bâtiment résidentiel. Les montants de la prime sont compris entre 1 400 EUR et 1 600 EUR par unité de logement selon la catégorie de demandeur. Le bonus à la sortie de mazout ou charbon peut aussi être alloué.

- Bruit et esthétisme

Les PAC aérothermiques sont des systèmes bruyants à cause des ventilateurs extérieurs et cela peut occasionner des désagréments en particulier dans les milieux densément peuplés tels que la Région de Bruxelles-Capitale. De plus, ce sont des systèmes visibles de l'extérieur et dont l'esthétisme peut également causer des problèmes pour les règles d'urbanisme.

D.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

Les PAC géothermiques offrent de meilleurs rendements que les PAC aérothermiques. Elles sont donc à privilégier si cela est possible étant donné que les contraintes environnementales (p.ex. possibilités du bâtiment, permis d'environnement, permis d'urbanisme, etc.) associées à l'implémentation de ce type de projets sont importantes. Les PAC géothermiques à capteur verticaux sont théoriquement plus faciles à installer en zone urbaine étant donné la surface au sol nécessaire pour installer des PAC à capteurs horizontaux. Toutefois, les difficultés d'accès au sol pour les engins complexifient le déploiement de cette technologie pour le résidentiel à Bruxelles. De plus, le potentiel de chaleur associé à la source dépend de la nature du sol ou de l'eau. Il n'est donc pas possible d'avoir ce genre d'infrastructures partout et cela devra faire l'objet d'études préalables. En outre, les systèmes ouverts sont moins adaptés aux petits projets tels que pour une maison unifamiliale même s'ils représentent un investissement moindre pour une performance énergétique supérieure aux systèmes fermés. Les PAC géothermiques semblent donc plus adaptées pour des bâtiments tertiaires (ou industriels) que résidentiels.

Etant donné la difficulté de PAC géothermiques, les PAC aérothermiques peuvent donc être intéressantes pour le résidentiel. Il est cependant important de faire attention aux désagréments esthétiques et acoustiques engendrés par ces PAC.

- **Bâtiments tertiaires**

Comme évoqué ci-dessus, les PAC géothermiques conviennent mieux aux bâtiments tertiaires lorsque les contraintes environnementales, technologiques et économiques peuvent être minimisées. Un champ de sondes verticales est généralement nécessaire pour équiper les grands bâtiments. Il est donc nécessaire de compléter les PAC avec une solution d'appoint telle qu'une chaudière (au gaz naturel) afin de ne pas appauvrir le sol en consommant trop de chaleur par rapport à sa capacité régénérative ou de prévoir la régénération de la source par *geocooling* (plus éventuellement un groupe de froid actif) pour garantir l'équilibre des températures du sol.

D.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les hypothèses techniques et économiques de ces technologies sont regroupées dans le tableau ci-dessous. Les fourchettes de valeurs correspondent aux valeurs identifiées pour les ménages (fourchette basse) et pour le secteur tertiaire (fourchette élevée), à l'exception du combustible pour lequel c'est l'inverse. Il a été choisi de ne pas considérer de PAC air/air pour un bâtiment tertiaire étant donné qu'il est moins probable que cette technologie soit employée pour ce type de bâtiment :



Technologie	Filière	Puissance	Heures de fonctionnement	Durée de vie technique	COP ⁵⁶	Investissements	Mainten- ance	Combustible
		kW	h/an	An		kEUR	EUR/an	EUR/MWh
PAC Air-Air	Electricité	5	2 500	15	3,5	3.100	200	[167 – 215]
PAC Air-Eau	Electricité	[5 – 400]	2 500	15	3,5	[5,8 – 80]	[175 – 6 000]	[167 – 215]
PAC Eau-Eau	Electricité	[5 – 400]	2 500	20	4	[10,15 – 120]	[138 – 8 000]	[167 – 215]
PAC Sol-Eau	Electricité	[5 – 400]	2 500	20	4	[14,5 – 160]	[100 – 8 000]	[167 – 215]

Tableau 32 : Hypothèses techniques et économiques des PAC

E. Chauffage électrique

E.1. Fonctionnement

Fonctionnant à l'électricité toujours majoritairement produite dans des cycles vapeur au rendement relativement faible (55% pour les centrales TGV, 33% pour les centrales nucléaires), les chauffages électriques sont, encore aujourd'hui, à l'origine d'émissions indirectes.

Deux types de chauffage électrique existent : direct et à accumulation. Le chauffage électrique direct assure la production et l'émission de chaleur à l'endroit et au moment de la demande. Le chauffage électrique à accumulation permet le stockage, dans un accumulateur, de chaleur produite pendant les périodes où le prix du kWh est plus faible. Il faut rappeler que c'était bien l'objectif poursuivi par les tarifications 'heures de pointe/heures creuses' ou 'exclusif nuit' jour qui ont été mises en place avec le développement de la production électronucléaire.

E.2. Spécificités techniques et financières

- Rendements

Les chauffages électriques ont un rendement élevé entre la quantité d'électricité soutirée du réseau et la chaleur restituée dans le bâtiment car il n'y a pas de pertes de distribution locales et que s'il y a des pertes de transformation elles se font sous forme de chaleur. Les pertes de rendement sont, en revanche, importantes pendant la phase de production d'électricité si celle-ci se fait via des cycles 'vapeur' comme dans les centrales TGV ou les centrales nucléaires.

- Coûts

Les chauffages électriques nécessitent un relativement faible investissement à l'installation bien que celui-ci soit plus important pour le chauffage à accumulation (EnergiePlus, 2020).

Le chauffage électrique direct génère un coût de fonctionnement important car il consomme essentiellement de jour et est généralement enclenché en période de pointe, quand le prix du kWh est, actuellement, le plus élevé. Dans le cas du chauffage électrique à accumulation, le coût de

⁵⁶ Un COP maximum a été sélectionné pour attester des meilleures performances possibles atteignables avec la technologie.



fonctionnement peut être réduit car la chaleur pourra être produite en heures creuses si, du moins, les consommateurs sont équipés de compteurs bihoraires.

De ce point de vue, il convient de préciser que ces conclusions sont valables aujourd'hui, dans le cadre tarifaire existant. La situation pourrait changer avec le développement de la production électrique renouvelable et les probables modifications de la structure de la tarification électrique en Région de Bruxelles-Capitale. En effet, il est probable qu'avec le développement de la production renouvelable (entre autres solaire) la production sera maximale vers midi.

- Impact sur l'environnement

Ce chauffage reste dépendant du rendement du moyen de production de l'électricité. Comme rapporté par Energie Plus (2020), le facteur de conversion est actuellement de l'ordre de 2,5 (i.e. 2,5 kWh de combustible est nécessaire pour produire 1 kWh d'électricité) étant donné le mix énergétique belge. Cependant, ce mix évolue d'année en année pour inclure davantage de renouvelable (21,1% de la consommation finale d'électricité en 2019 étant de source renouvelable⁵⁷) transformant directement le flux solaire ou l'énergie mécanique du vent en énergie électrique, ce qui améliorera les performances environnementales du chauffage électrique. En faisant l'hypothèse d'un mix énergétique en 2050 à 2/3 renouvelable, ce facteur de conversion pourrait baisser à 0,8, rendant l'utilisation de ces systèmes potentiellement intéressants dans certaines situations (EnergiePlus, 2020).

E.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

Le chauffage électrique n'apparaît actuellement pas comme une solution pertinente pour un logement étant donné son impact environnemental important. L'évolution attendue du mix énergétique où les énergies renouvelables (hors combustion de biomasse) assureraient la production électrique peut néanmoins faire évoluer la tendance. Néanmoins, même si le rendement de conversion sur le lieu de la consommation est proche de 100%, ce type de chauffage est bien moins efficace que les pompes à chaleur (cf. ci-dessous) qui permettent de produire de l'ordre de 3 kWh thermiques par kW électrique consommé. Le chauffage électrique direct resterait pertinent essentiellement en tant que solution d'appoint ou éventuellement pour certains bâtiments très bien isolés dont les besoins thermiques résiduels seront très faibles, en complément d'une chaudière par exemple, au vu de son excellent rendement, des faibles coûts d'investissement et de sa facilité d'installation.

- **Bâtiments tertiaires**

Étant donné l'importante consommation électrique de ce type de chauffage, il semble peu crédible que de larges bâtiments tertiaires soient chauffés exclusivement par chauffage électrique.

Le chauffage électrique ne présente qu'un faible potentiel en RBC. Nous n'investirons donc pas davantage cette technologie.

E.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les hypothèses techniques et économiques de ces technologies sont regroupées dans le tableau ci-dessous. Dans le cadre de cet exercice, nous nous intéressons uniquement au chauffage électrique direct car il constitue la technologie la plus fréquemment rencontrée. Le tertiaire n'est pas considéré car il est peu probable qu'un bâtiment soit chauffé exclusivement au chauffage électrique :

⁵⁷ (APERe, 2020)



Technologie	Filière	Puissance	Heures de fonctionnement	Durée de vie technique	Rendement	Investissements	Mainten- ance	Combustible
		kW	h/an	An	%	EUR	EUR/an	EUR/MWh
Chauffage électrique direct	Electricité	2,5	1 000	15	100	400	3	215

Tableau 33 : Hypothèses techniques et économiques des chauffages électriques

F. Cogénération

F.1. Fonctionnement

La cogénération est une technologie qui assure la production combinée de chaleur et d'électricité grâce à une seule source d'énergie primaire. L'intérêt recherché via cette technologie est d'obtenir des rendements énergétiques globaux supérieurs à la production séparée de l'énergie thermique et électrique et de réaliser de la sorte une économie d'émission de CO₂.

La cogénération est définie par la Directive européenne 2012/27/CE⁵⁸ qui détermine que l'électricité est considérée comme étant cogénérée à condition que le rendement global annuel atteint soit de 75% à 80% selon le type d'installation. Cette même directive précise qu'une cogénération peut être considérée « à haut rendement » si elle permet des économies d'énergie primaire d'au moins 10% par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur.

Les cogénérations peuvent fonctionner selon différentes technologies, listées selon l'ordre d'importance auquel la technologie est rencontrée :

- Cogénérations individuelles par moteur à combustion interne :

Ces moteurs fonctionnent selon le même principe que les moteurs qui équipent des voitures ou des camions. Ils sont alimentés par un seul combustible mais qui peut être de sources différentes : fossile (mazout, gaz naturel) ou renouvelable (biogaz, biomasse). Les rendements attendus sont de l'ordre de 25 à 42% pour l'énergie électrique et de 45 à 60% pour l'énergie thermique (Bruxelles_Environnement_2, 2020). Cette technologie est particulièrement adaptée pour le secteur tertiaire (p.ex. hôpitaux, centres administratifs, etc.).

- Turbine à gaz :

Dans une turbine à gaz, un mélange d'air et de combustible liquide ou gazeux sous pression est enflammé dans une chambre de combustion. Les gaz chauds entraînent en se détendant un alternateur qui produira de l'électricité tandis que la chaleur des fumées de combustion sera récupérée dans une chaudière. Ces turbines sont essentiellement alimentées au gaz naturel et conviennent particulièrement à des grandes gammes de puissance électrique (jusqu'à 100 MW). Les rendements électriques des turbines à gaz sont de 20 à 25% contre des rendements thermiques de 55 à 70% (EnergiePlus, 2020). Elles peuvent être employées dans les réseaux de chaleur ou dans le secteur tertiaire (p.ex. hôpitaux). Si elles sont généralement moins à apte à s'adapter à une demande de chaleur variable, elles sont toutefois utiles pour la production de vapeur à usage industriel.

- Turbine à vapeur :

La vapeur est utilisée pour alimenter une turbine à vapeur. Cette vapeur a pu être soit produite par une chaudière (elle-même potentiellement alimentée par une multitude de combustibles)

⁵⁸ Relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.



ou récupérée auprès d'un processus industriel. Elles sont davantage employées par l'industrie car elles conviennent particulièrement aux installations de grandes puissances électriques (10 à 50 MW) (EnergiePlus, 2020).

- Cogénérations individuelles par piles à combustible :

La pile à combustible repose sur la conversion d'énergie chimique de combustion (réaction d'oxydo-réduction) en énergie électrique, chaleur et en eau. Dans la pile, de l'hydrogène est mélangé avec de l'oxygène pour produire la réaction. La chaleur résiduelle libérée par la réaction est transférée dans un réservoir au-travers d'un échangeur de chaleur, et est ensuite utilisée pour l'eau chaude sanitaire ou pour chauffer le circuit de chauffage. Si l'hydrogène utilisé est produit de façon décarbonée (renouvelable ou même nucléaire), la production d'énergie sera neutre en émission de GES. Les rendements des piles à combustible sont fort variables en fonction des constituants de base de la pile. Les rendements thermiques sont de l'ordre de 55% et les rendements électriques de l'ordre de 35%⁵⁹.

- Moteur à combustion externe – Stirling :

Les moteurs Stirling ou moteurs à combustion externe peuvent être employés pour de la micro-cogénération domestique. Dotés d'une puissance électrique comprise en 1 kW et 10 kW, la puissance thermique de telles installations oscille généralement entre 5 et 25 kW. Le rendement de ce type de moteur est assez faible au niveau de la production électrique, de 10 à 20%, mais meilleur pour la production thermique, de 80 à 90% (Bruxelles_Environnement_2, 2020). Cette technologie n'étant pas très développée, entre autres à cause de difficultés de mise au point et coûts d'entretien élevés, elle est citée pour mémoire.

Les cogénérations fonctionnent selon le principe suivant : les moteurs et les turbines à gaz entraînent le mouvement d'un alternateur qui produit de l'énergie électrique. La chaleur dissipée dans les gaz d'échappement et, le cas échéant, dans l'eau de refroidissement, est récupérée et valorisée. Les turbines à vapeur entraînent également un alternateur. Dans ce cas, une partie de la vapeur produite pourra être valorisée sous forme de chaleur. Au travers d'un échangeur, cette chaleur est extraite et transférée dans un circuit hydraulique qui assure la production et distribution d'eau chaude sanitaire ou de chauffage. Dans le cas de la pile à combustible, celle-ci produit directement de l'électricité via une réaction chimique d'oxydo-réduction et la chaleur résiduelle peut être valorisée par un utilisateur final.

⁵⁹<https://cegibat.grdf.fr/reponse-expert/besoin-electrique-logement-choix-pile-a-combustible#:~:text=Le%20sch%C3%A9ma%20suivant%20illustre%20les,atteindre%20les%2095%25%20sur%20PCI,> consulté le 22 décembre 2020.

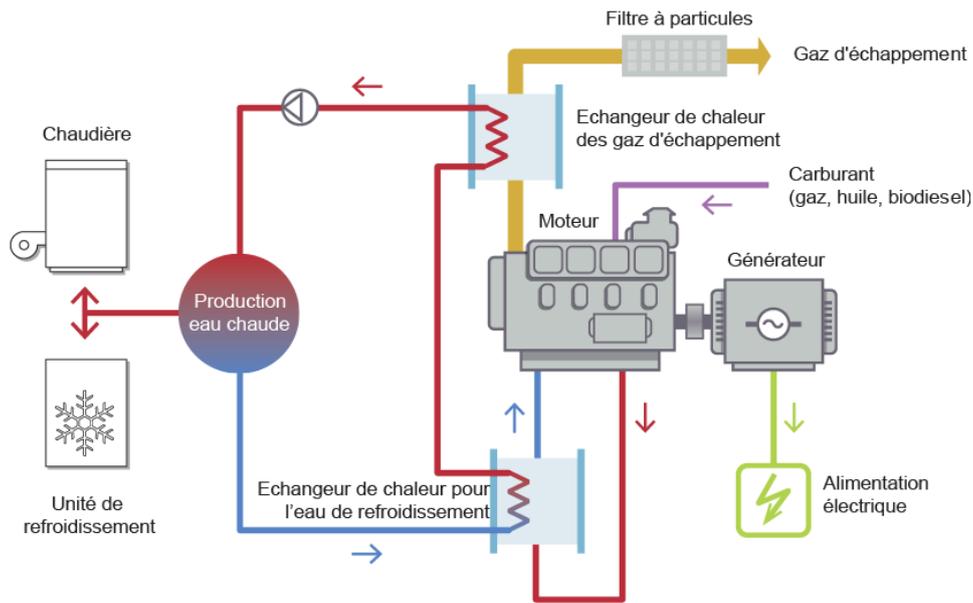


Figure 18 : fonctionnement d'une installation cogénération moteur à combustion interne

F.2. Spécificités techniques et financières

- Emissions

Par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur, les installations cogénération présentent l'avantage de réduire la consommation d'énergie primaire. Dans le cas où la cogénération est alimentée en biomasse issue de production renouvelable, la cogénération peut également être considérée comme renouvelable. Ceci s'applique également pour les unités de trigénération.

- Rendement

Les cogénérations présentent de bons rendements globaux, de l'ordre de 85% pour les moteurs et les turbines à gaz.

- Stockage

Si la cogénération est complétée par des capacités de stockage de chaleur, cela permet de compenser les périodes de faible demande de chaleur et donc d'éviter de couper la cogénération ou de la faire fonctionner à faible puissance. Par ailleurs, le nombre d'heures de fonctionnement de la cogénération peut augmenter, ce qui joue positivement sur sa rentabilité.

- Coûts

Les systèmes cogénération impliquent un coût d'investissement important. Ceci change en fonction du combustible employé, de la technologie mais aussi de la puissance installée. La cogénération à moteur est plus chère par rapport à une chaudière classique. Selon l'ADEME, il faut compter entre 6 600 et 10 000 EUR/kWé d'investissement pour les installations en 215 et 1150 kWé (ADEME, 2020) Il faut compter 10 000 EUR pour la cogénération biogaz. Les cogénérations fonctionnant à moteur font également face à des frais de maintenance importants. Selon les mêmes caractéristiques mentionnées précédemment, l'ADEME (2020) estime ces frais entre 89 et 196 EUR/MWhé. La cogénération via turbines étant davantage axée pour l'industrie ou les grands bâtiments, les projets de cogénération auront un coût élevé.

Pour améliorer la rentabilité des projets, il convient de dimensionner la cogénération de telle façon à maximiser l'autoconsommation d'électricité. La réinjection sur le réseau d'électricité non-autoconsommée se fait en effet à des tarifs très peu intéressants.



Les installations cogénération peuvent bénéficier de primes⁶⁰ et de la vente de certificats verts en RBC, ce qui contribue à une meilleure rentabilité économique.

- Durée de vie limitée

Les moteurs à combustion interne n'ont qu'une durée de vie limitée estimée entre 50 et 60.000 heures de fonctionnement. En général, il est estimé que pour être rentable une cogénération doit pouvoir fonctionner pendant minimum sur 3 500 heures par an.

- Solution d'appoint

En Région de Bruxelles-Capitale, les cogénérations sont dimensionnées en premier lieu sur la demande de chaleur mais elles ne peuvent, au risque d'être surdimensionnées, couvrir l'ensemble des besoins thermiques du bâtiment où elles sont installées. Il est donc nécessaire d'installer une chaudière d'appoint qui pourra couvrir les pointes de puissances thermiques appelées (en hiver principalement)

- Permis d'environnement

Il n'est a priori pas nécessaire de faire une demande de permis pour les installations inférieures à 5 kWe. Cependant, les installations destinées aux logements collectifs, au secteur tertiaire ou industriel et les installations de puissance nominale absorbée supérieure ou égale à 20 kW auront besoin d'un permis d'environnement⁶¹ (Bruxelles_Environnement_2, 2020).

- Bruit

La cogénération, particulièrement par moteur à combustion, génère beaucoup de bruit qui peut s'avérer être une nuisance dans un milieu urbain dense tel que la Région de Bruxelles-Capitale et qui nécessite, en tous cas, d'investir dans une isolation acoustique.

F.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

En Région de Bruxelles-Capitale, les projets de cogénération ont considérablement augmenté ces dernières années. En 2020, Brugel répertorie 243 cogénérations actives dans la région, toutes à combustion interne sauf une turbine à vapeur⁶². Parmi ces unités, 235 (96,7%) fonctionnent au gaz naturel, 7 (2,9%) à l'huile de colza et 1 (0,4%) par incinération de déchets. L'ensemble de ces unités ont une puissance nominale électrique de 90 MW contre une puissance thermique de 54 MW. 41 MWél si l'on ne considère que les cogénérations classiques, hors incinérateur.

- **Bâtiments résidentiels**

A l'échelle individuelle, la cogénération n'est pas une solution crédible à cause de ses coûts et de sa complexité technique. Toutefois, la cogénération est pertinente pour les projets collectifs de production de chaleur et d'électricité. D'un point de vue résidentiel, les immeubles d'appartements multipliant les ménages, assurant une demande importante et stable de chaleur, constituent un public-cible pour la cogénération. En connectant plusieurs bâtiments par un réseau de chaleur, le potentiel d'une cogénération serait d'autant plus intéressant car l'unité pourrait fonctionner de manière plus optimale grâce à une augmentation de la demande de chaleur et à la stabilisation du profil de demande de chaleur. La densité urbaine de la RBC peut faciliter la mise en place de ce type de projet.

- **Bâtiments tertiaires**

L'augmentation des projets et le type d'installations possibles confirment l'intérêt de la cogénération dans le contexte bruxellois. Les grands bâtiments tertiaires qui présentent une demande de chaleur

⁶⁰ Prime A1 (Audit énergétique) couvrant l'étude de faisabilité nécessaire pour l'installation d'un système cogénération.

⁶¹ <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/energie-verte/produire-votre-propre-energie-verte/cogeneration>, consulté le 22 décembre 2020.

⁶² <https://www.brugel.brussels/documents/statistics/rechercher>, consulté le 28 décembre 2020.



importante et relativement stable, tels que des hôpitaux, les maisons de repos et de soins ou les piscines, sont particulièrement pertinents pour cette technologie.

F.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les hypothèses prises pour cette technologie sont à retrouver à la section suivante où les cogénérations font l'objet d'une analyse technico-économique approfondie.

6.1.2. Technologies de production de chaleur – Solutions collectives

A. Réseaux de chaleur

A.1. Fonctionnement

Les technologies collectives de production de chaleur regroupent les réseaux de chaleur. Également appelés « systèmes de chauffage urbain », ils fonctionnent comme un système de chauffage central à l'échelle d'un quartier ou d'une ville. Depuis une (ou plusieurs) unité(s) de production, la chaleur est transportée, au-travers d'un réseau de canalisations souterrain (réseau primaire), par un fluide caloporteur (en général de l'eau liquide mais il peut s'agir de vapeur d'eau) vers des sous-stations qui assurent la distribution aux lieux de consommation. Des échangeurs de chaleur (dans les sous-stations) captent la chaleur du réseau primaire pour la transférer au réseau secondaire (p.ex. de l'habitation) qui assurent la distribution jusqu'aux émetteurs finaux (p.ex. radiateurs). Les bâtiments d'un quartier ou d'une ville sont ainsi alimentés, sous forme d'eau ou de vapeur, en chauffage, eau chaude sanitaire ou pour d'autres usages spécifiques (p.ex. procédés industriels, chauffage de piscines, etc.). Une fois que le fluide caloporteur est refroidi après avoir transféré sa chaleur aux échangeurs, il est réacheminé vers l'unité de production afin d'être à nouveau chauffé.

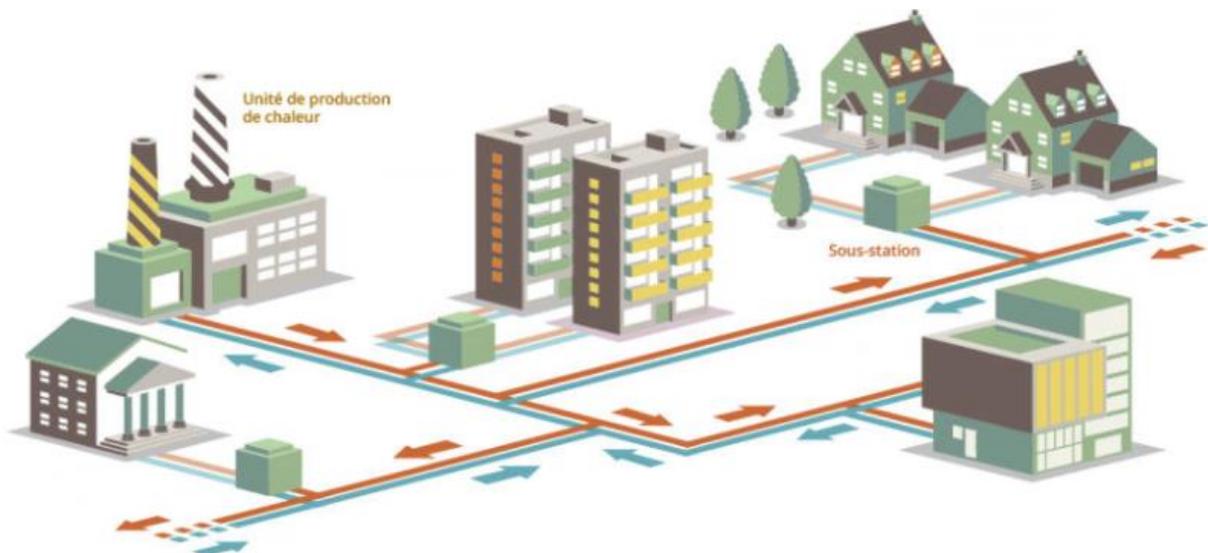


Figure 19 : Fonctionnement d'un réseau de chaleur (ADEME, Les réseaux de chaleur, 2020)

Les réseaux de chaleur permettent de valoriser différentes sources d'énergie grâce à différentes technologies qui peuvent être combinées sur un même réseau :

- Des **chaudières** 'classiques' alimentées par différents combustibles :

Les informations relatives aux chaudières sont à retrouver dans la section 6.1.1.A. Celles-ci restent pertinentes dans la mesure où l'application de solutions individuelles aux réseaux de



chaleur est envisageable en adaptant leur taille et dimensionnement pour répondre aux besoins des réseaux plutôt que d'une habitation.

- Des **cogénérations** alimentées par différents combustibles :

Voir section 6.1.1.F.

- **Riothermie** (chaleur des égouts) :

La riothermie consiste en l'extraction de la chaleur ou du froid résiduel des eaux d'égouttage pour chauffer ou climatiser des bâtiments. Les eaux rejetées par les habitations le sont à une température relativement constante (entre 10° et 14°C) sur l'ensemble de l'année. En plaçant un échangeur dans le réseau d'égouttage, l'énergie thermique contenue dans l'eau est extraite avant que sa température ne soit relevée via une pompe à chaleur jusqu'au niveau demandé.

Il est cependant nécessaire de rester prudent afin d'éviter d'extraire trop de chaleur de ces eaux sous peine de fragiliser le processus d'épuration. Comme il faut disposer de débit important et assez constant, la zone potentiellement alimentée par riothermie sera assez restreinte en région Bruxelloise. De plus, l'encrassement des échangeurs par les eaux d'égout peut également poser problème.

La technologie brevetée par Vivaqua est actuellement à ses débuts. Outre un projet pilote à Molenbeek, seul un bâtiment de l'administration communale d'Uccle est en passe d'être équipé de ce système. Si elle peut présenter de l'intérêt en RBC, beaucoup d'incertitudes règnent actuellement quant à son potentiel réel vu les contraintes techniques et le peu d'informations connues sa rentabilité. Si elle peut devenir intéressante à l'avenir, la vitesse de déploiement ne semble néanmoins pas très rapide à terme.

- La **récupération de chaleur fatale** :

- **Procédés industriels** : Plutôt d'application dans l'industrie, la récupération de chaleur fatale consiste à valoriser de la chaleur excédentaire produite par différents procédés industriels après optimisation de ceux-ci. La récupération de chaleur fatale peut ainsi se faire quand un four produit un excès important de chaleur comme dans le cas d'un incinérateur. Cette chaleur fatale peut être valorisée de deux manières : par valorisation interne ou externe. En valorisation interne, les besoins propres de l'entreprise (au-delà des besoins du procédé industriel lui-même) sont couverts grâce à la récupération de chaleur fatale. On pense en particulier au chauffage des bâtiments de l'entreprise alors que pour la valorisation externe, d'autres entreprises ou un territoire (composés de bâtiments résidentiels et tertiaires) peuvent bénéficier de la chaleur récupérée via un réseau de chaleur au-travers d'un échangeur thermique. Dans certains cas, des pompes à chaleur peuvent être installées chez les utilisateurs finaux pour relever la température du fluide caloporteur.

La chaleur récupérée de procédés industriels peut servir pour alimenter les besoins en chaleur des bâtiments en la transférant au réseau via un échangeur thermique. Plusieurs limites existent à ce type de réseau : premièrement, la distance entre la zone de demande de chaleur et de production est potentiellement importante étant donné que les industries sont généralement situées loin des centres urbains. Deuxièmement, la quantité de chaleur récupérée n'est pas forcément en adéquation avec les besoins demandés. Une chaudière d'appoint pourra être nécessaire pour combler ce manque. Troisièmement, le réseau implique un engagement à long terme alors qu'il n'est pas garanti que la production de chaleur sera assurée sur le même intervalle de temps. Dans le cas particulier de la Région de Bruxelles-Capitale qui présente un tissu industriel relativement peu dense, cette solution est citée pour mémoire.

- **Incineration de déchets** : en Europe, 10% des réseaux de chaleur sont alimentés par des installations de valorisation énergétique des déchets ménagers. Avec une quantité de déchets ménagers estimés à 500.000 tonnes par an, un potentiel énergétique réel



existe en Région de Bruxelles-Capitale. (Bruxelles Environnement, 2016). A Bruxelles, la valorisation de la chaleur excédentaire existe avec l'incinérateur de déchets dans l'unité de Neder-Over-Heembeek. Il alimente notamment en énergie le centre commercial Docks Brussel. Toutefois, le phasing out de l'incinérateur (Gouvernement bruxellois, 2019) empêchera le développement à long terme d'un réseau de chaleur plus étendu autour de cette installation industrielle.

- Des sources d'énergie renouvelable :
 - **Solaire thermique** : Le solaire thermique est expérimenté pour alimenter des réseaux basse température qui stockent l'énergie thermique récoltées en été dans de gigantesques réservoirs souterrains. Ces installations ne peuvent pas couvrir l'ensemble des besoins thermiques des consommateurs raccordés au réseau. Elles doivent donc être complétées par des chaudières (ou des cogénérations) centralisées d'appoint. De même, du fait des basses températures de l'eau circulant dans le réseau, une rehausse de température via des pompes à chaleur peut être nécessaire chez chaque consommateur individuel. Par exemple, le projet Vojens au Danemark illustre le potentiel de ce type d'installation⁶³. Equipé de 70 000 m² de capteurs et d'une capacité de stockage thermique souterrain de 200 000 m³, l'installation produit annuellement 28 000 MWh pour une puissance de pointe de 49 MW. L'installation assure près de la moitié des besoins annuels de chaleur du réseau, le reste étant assuré par trois moteurs gaz, un boiler électrique de 10 MW et plusieurs boilers gaz ainsi qu'une pompe à chaleur.
 - **Géothermie** : à haute température de l'eau ou de la vapeur d'eau qui est transportée, la distribution de chaleur peut être directe (comme dans le cas de l'installation de Saint Ghislain près de Mons). Un système de PAC décentralisées peut également être implanté dans les habitations si le réseau fonctionne à trop basse température.

Si l'utilisation de ressources renouvelables ou de récupération sont à privilégier, les réseaux de chaleur fonctionnant au gaz naturel restent une alternative crédible. Toutefois, cette option serait remise en cause si l'interdiction de l'installation d'appareils de cuisson, de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire à partir de gaz naturel ou butane/propane à partir de 2030, actuellement étudiée par les Autorités bruxelloises s'étendait également aux installations collectives.

A l'heure actuelle, l'émergence des réseaux de chaleur de 4^{ème} génération offre de nouvelles perspectives. Ceux-ci fonctionnent selon des plages de températures plus basses (45° à 55°C), ce qui permet l'intégration de sources d'énergies renouvelables telles que la géothermie et la récupération de chaleur fatale. Ces réseaux améliorent l'efficacité énergétique du système grâce aux basses températures qui permettent de réduire les déperditions thermiques et donc les consommations énergétiques. Les quartiers de faible densité énergétique et les bâtiments énergétiquement performants sont particulièrement bien adaptés (voire indispensables) à ces réseaux. Par ailleurs, ce type de réseau offre davantage de flexibilité dans la perspective d'un « smart grid thermique » grâce au stockage de chaleur (i.e. stockage souterrain d'eau chaude sur une longue période dans des réservoirs, forages ou aquifères) qui permet de réduire la contrainte d'intermittence des énergies renouvelables. Finalement, ils ouvrent la voie à la production simultanée de froid sur le même réseau comme détaillé en section 6.1.5.A. Un intérêt peut donc être envisageable pour la région bruxelloise selon les besoins et les types de bâtiments concernés.

A.2. Spécificités techniques et financières

⁶³ <http://arcon-sunmark.com/cases/vojens-district-heating>, consulté le 1^{er} février 2021.



- Economies d'échelle

La mise en place d'un réseau permet de réduire la consommation de ressources mais peut poser problème dans une région densément peuplée dont le sous-sol est sillonné en tous sens de câbles et de tuyauteries en tous genres.

- Maîtrise des nuisances

Les nuisances (p.ex. qualité de l'air, bruit) sont mieux maîtrisées grâce à des interventions centralisées sur la chaufferie mais aussi par l'application de normes plus strictes sur les unités de production dues à leur taille.

- Efficacité énergétique

L'unité de production est de taille industrielle et son efficacité énergétique peut être continuellement améliorée car la chaufferie est pilotée et maintenue par des professionnels. En revanche, ces avantages peuvent être perdus, au moins en partie, à cause des inévitables pertes thermiques du réseau. Celui-ci doit également être entretenu de façon régulière pour éviter une augmentation de ces pertes thermiques.

- Facilité de changement

La source d'énergie utilisée pour alimenter le réseau peut être facilement changée sans devoir intervenir dans les bâtiments (p.ex. pour remplacer des chaudières).

- Diversité de sources

De nombreuses sources d'énergies peuvent être employées. Parmi celles-ci, des sources renouvelables difficiles à exploiter à l'échelle de ménages telles que la géothermie profonde ou la récupération de chaleur fatale peuvent être mises à contribution pour alimenter les ménages. Equilibre entre besoins de chaleur et récupération de chaleur fatale.

- Emissions

A condition d'avoir recours à des énergies renouvelables, les émissions de GES liées à la production d'énergie peuvent être faibles ou nulles. Par exemple, la réutilisation des eaux usées n'entraîne pas d'émissions de GES directes. Seule l'énergie nécessaire au fonctionnement de la PAC peut avoir un impact environnemental.

- Densité énergétique

Le réseau de chaleur ne peut être présent que dans des zones densément urbanisées. Les coûts d'investissements liés à la construction du réseau, à savoir la chaufferie et le circuit de distribution, sont élevés. Il faut donc que la quantité d'énergie par fournie au km soit suffisante pour que le réseau soit viable économiquement. Cela représente donc la quantité d'énergie consommée (en MWh) par les usagers par mètre de réseau sur une année. L'ADEME a fixé un seuil de 1,5 MWh/mètre.an pour autoriser l'allocation d'aide du Fond Chaleur pour la création ou l'extension de réseaux de chaleur (ADEME, 2019). Sur base des chiffres proposés par une étude de Capgemini Consulting de 2010 réalisée pour le compte du Service public de Wallonie, PwC estime ce seuil à 2 MWh/mètre.an (PWC, 2015). Pour la RBC, ces seuils de densité sont atteignables dans la mesure où la région recense un milieu urbain dense et continu (cf. section 7)

- Investissement

Le coût initial d'un réseau de chaleur est important notamment à cause de la construction de la chaufferie et d'un réseau de canalisation souterrain pour acheminer la chaleur (ou le froid). Cet investissement important représente une incertitude sur la rentabilité du réseau peu importe la manière dont il est alimenté.

- Temporalité



Ce type de projet peut prendre du temps avant de voir le jour étant donné les études de faisabilité et de dimensionnement nécessaires avant leur mise en place et qui sont généralement longues. De plus, un réseau est bâti pour du long terme, ce qui implique un engagement de longue durée.

- Parties prenantes

Un tel système requiert l'implication d'un grand nombre d'acteurs, ce qui peut avoir tendance à complexifier le processus décisionnel et la mise sur pied du projet.

- Rénovation énergétique future

Les bâtiments du réseau devront certainement faire l'objet de rénovation énergétique pour améliorer leur isolation. Ceci fera baisser les besoins thermiques des bâtiments rénovés et pourra mettre en péril la rentabilité des réseaux à long terme.

A.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

Les réseaux de chaleur constituent une solution crédible à l'avenir pour la Région de Bruxelles-Capitale. S'il est évident que le projet devra intégrer nombreuses des contraintes mentionnées précédemment pour convenir à un contexte urbain (p.ex. densité énergétique, construction des infrastructures, investissements, etc.), il s'agit de systèmes à haut potentiel. Pour que les bâtiments résidentiels en bénéficient, il faudra constituer des réseaux englobant plusieurs bâtiments afin de garantir la densité énergétique. Les réseaux de chaleur seront d'autant plus performants s'ils ont recours à des unités de production basées sur des énergies renouvelables et s'ils sont capables d'assurer la production de froid également (voir section 6.1.4.A et 6.1.5.A).

- **Bâtiments tertiaires**

L'éclosion de divers projets de réseaux de chaleur en RBC laisse penser qu'il s'agit d'une technologie prometteuse et qui convient particulièrement bien aux bâtiments tertiaires. Plusieurs projets couvrent aujourd'hui les besoins d'hôpitaux et de sites universitaires (ULB Solbosch, ULB & VUB Plaine, UCL Saint-Luc, Hôpital Brugmann site Horta, AZ-VUB Laarbeek), de quartiers (Bervoets à Forest), d'un centre commercial (Docks) et prochainement du Domaine royal de Laeken.

A.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Le calcul du LCOH présenté dans la section suivante repose uniquement sur les solutions individuelles. Néanmoins, la section 7 étudie le potentiel technico-économique de réseaux de chaleur alimentés par la cogénération selon différents types de quartiers. Les principales hypothèses liées à ces types de réseaux de chaleur peuvent être retrouvées à la section 7.



6.1.3. Technologies de production de froid – Solutions individuelles

Deux besoins des bâtiments doivent être distingués :

- La ventilation, ou plutôt ventilation hygiénique, est un moyen d'assurer le confort respiratoire en injectant de l'air externe dans le bâtiment pour diluer les polluants et particulièrement le CO₂ et les COV⁶⁴ ;
- Le refroidissement est, comme son nom l'indique, une technique pour abaisser la température d'un bâtiment ou d'un local.

Le refroidissement d'un bâtiment est souvent assuré par l'air externe de manière directe ou indirecte. Les débits d'air de refroidissement sont, dans la plupart des cas, beaucoup plus importants que les débits de ventilation hygiénique. Lorsque ces deux débits sont proches comme dans les salles blanches ou les salles d'opération, ils sont combinés en utilisant les mêmes équipements.

Refroidissement naturel

A. Refroidissement naturel (dont *free cooling*)

A.1. Fonctionnement

Le refroidissement naturel des bâtiments recense plusieurs techniques possibles qui se différencient selon l'utilisation (in)directe qu'il est fait de l'air extérieur et le mode de ventilation (naturelle ou mécanique). Nous recensons trois techniques que nous présentons ci-après :

1. Refroidissement direct naturel (*free cooling*)
2. Refroidissement direct mécanique
3. Refroidissement indirect naturel

Refroidissement direct naturel (*free cooling*)

Le *free cooling* est une technique de refroidissement naturel (à l'inverse d'une technique active comme la climatisation) qui vise à refroidir un bâtiment en faisant usage de l'air extérieur gratuit. Il repose sur une ventilation naturelle intensive rendue possible grâce à la mise en place d'un système élaboré de *free cooling* transversal, unilatéral, avec effet cheminée, etc. Elle est donc organisée de sorte à faciliter les débits d'air, ce qui la rend plus complexe à mettre en place dans le cas de rénovations. La ventilation naturelle voit l'air circuler naturellement dans un bâtiment à cause des différences de pression et de masse volumique de l'air entre deux façades. La ventilation naturelle ne repose donc sur aucun ventilateur et donc aucune consommation électrique. Si elle est indispensable, elle est cependant difficilement contrôlable et la qualité de l'air n'est pas garantie partout. Le refroidissement naturel par ventilation intensive est souvent différent d'une ventilation hygiénique car les débits d'air sont plus importants. Par exemple, une ventilation hygiénique de type C a recours à une grille d'amenée d'air dans les châssis de fenêtre et à l'extraction dans les sanitaires avec un extracteur mécanique.

⁶⁴ Composé organique volatil



Figure 21 : Free cooling naturel transversal

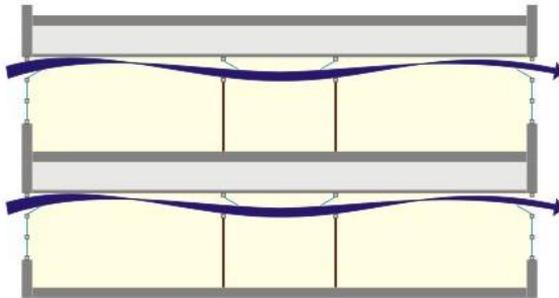
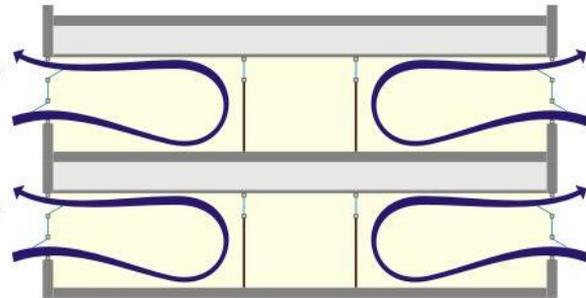


Figure 20 : Free cooling naturel unilatéral



Source : CSTC

Le principe du refroidissement direct naturel est d'y avoir recours lorsque la température extérieure au bâtiment est inférieure à la température intérieure. Le *free cooling* diurne rafraîchit l'air intérieur du bâtiment en ventilant de l'air extérieur plus frais durant la journée. De nuit, le *free cooling* nocturne consiste à renouveler l'air intérieur d'un bâtiment grâce à un air extérieur plus frais, et ainsi décharger la chaleur accumulée durant la journée.

Une autre technique de *free cooling* sur l'air consiste à prendre de l'air externe et le faire passer dans un conduit enterré. On parle de puit « provençal ». En effet, la température de la terre reste relativement constante autour des 10°C. Le puit « provençal » est en fait un puit « canadien » utilisé en été pour rafraîchir l'air.

Une dernière technique de *free cooling*, mais sur l'eau, est l'utilisation d'une géothermie en mi-saison (lorsque les besoins sont moindres) sans utilisation de la machine frigorifique associée et ce, en faisant tout simplement circuler l'eau de refroidissement dans le sol. On parle de *geo-cooling* naturel. Cette technique n'est utilisée que si un système géothermique fonctionne en hiver pour chauffer le bâtiment via une pompe à chaleur (PAC) géothermique réversible. En effet, en hiver, la PAC puise la chaleur du sol pour chauffer le bâtiment et, par conséquent, refroidit le sol en constituant une réserve de froid qui pourra être utilisée en été. À l'inverse, en été, le froid est pompé du sol par la PAC en mode réversible pour refroidir le bâtiment entraînant la reconstitution d'une réserve de chaleur pour l'hiver suivant. Cette technique permet de pérenniser la géothermie/*geo-cooling* à long terme pour des bâtiments tertiaires de taille importante qui doivent maintenir un équilibre entre besoins de froid et de chaleur pour ne pas appauvrir le sol. Il est à noter que pour être considéré standard « passif », un bâtiment tertiaire ou industriel doit avoir un besoin net de refroidissement inférieur ou égal à 15 kWh/(m².an) ; idem pour le chauffage⁶⁵.

Refroidissement direct mécanique

Le refroidissement direct mécanique par l'air est réalisé au travers d'une centrale de traitement d'air. La centrale traite (refroidir, humidifier, chauffer, etc.) l'air avant de l'envoyer vers le bâtiment et ses locaux par un réseau de gaines. Ce type de refroidissement est considéré comme du *free cooling* mécanique à partir du moment où il ne sollicite pas, par exemple, une batterie de refroidissement alimentée par un groupe de froid. De nuit, la centrale de traitement d'air peut fonctionner seule pour refroidir le bâtiment. La ventilation est dite mécanique car elle consiste à amener (par pulsion) de l'air frais et/ou extraire de l'air vicié via un ventilateur requérant de l'électricité.

⁶⁵ <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/batiment-passif.html?IDC=1521&IDD=23407>, consulté le 18 janvier 2021.

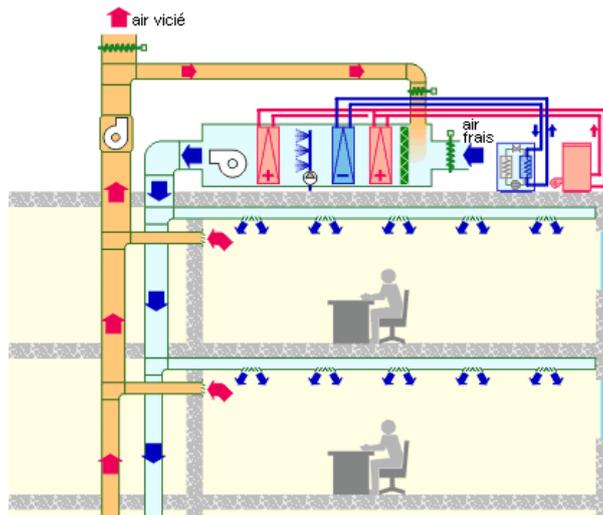


Figure 22 : Refroidissement direct mécanique (Energie Plus)

Refroidissement indirect naturel

Le refroidissement naturel mécanique indirect par l'air fait usage de l'air externe pour refroidir l'ambiance interne via un système plutôt à eau (*slab cooling*, *free chilling* par aéroréfrigérant ou une tour de refroidissement sur eau glacée sans sollicitation de groupe de système de production de froid tel un groupe de froid ou une trigénération, etc.). Par exemple, le *slab cooling* (illustré ci-dessous) consiste en la pose d'une dalle à l'intérieur de laquelle est installée une tuyauterie où un de l'eau froide circule. L'eau de la dalle est refroidie par l'air extérieur au-travers d'un échangeur placé en toiture ou d'une tour de refroidissement.

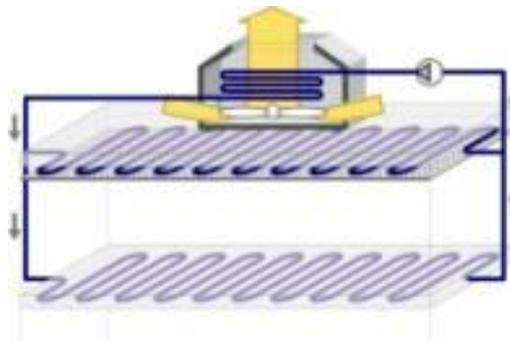


Figure 23 : Refroidissement indirect naturel - slab cooling

A.2. Spécificités techniques et financières

- **Puissance de refroidissement limitée**

Le free-cooling n'est pas toujours en mesure de se substituer à des mécanismes actifs de refroidissement – particulièrement dans les bâtiments tertiaires et industriels – car il n'est pas suffisamment puissant. Son efficacité dépendra des caractéristiques des bâtiments où il est implanté et de la saison. En effet, le free-cooling sur l'air et sur l'eau peut être très efficace en mi-saison et surtout en hiver si des besoins de refroidissement sont présents.

- **Conception adaptée des bâtiments**



Dans le cas du free-cooling mécanique direct, peu de rénovations sont à prévoir car il ne nécessite que des conduits de ventilation (PWC, 2015). C'est plus complexe pour le free-cooling naturel ou hybride voire le night-cooling car ils demandent une conception adaptée du bâtiment (inertie thermique, transferts d'air internes au bâtiment, etc.) ou une rénovation profonde des bâtiments tertiaires et industriels. Une analyse de potentiel pour chaque bâtiment doit donc être réalisée en amont. En effet, il faut prévoir des travaux tels que le placement de conduites aérauliques adéquates, la construction de cheminées de ventilation, etc. Cela engendre des coûts importants pour une efficacité relativement limitée.

Le *geo-cooling* ne peut se concevoir d'un point de vue financier que dans le cadre d'une géothermie.

- **Consommations énergétiques**

Le free-cooling parvient à valoriser l'air froid gratuit issu du sol et de l'air. Il permet donc d'économiser de l'énergie bien que le transport du froid ait tout de même un certain coût énergétique. Le free-cooling est intéressant lorsqu'il vient en complément de systèmes de refroidissements actifs. A titre d'exemple, Energie Plus illustre qu'un bâtiment de 3 000 m² équipé d'un système de climatisation a réduit ses consommations énergétiques de 21% à 44% (en fonction du niveau d'inertie thermique du bâtiment) grâce au free-cooling nocturne à ouverture automatique⁶⁶. Néanmoins, cet exemple est à prendre avec précaution car de nombreux paramètres entrent en jeu pour déterminer le gain réalisable : structure du bâtiment, mode de ventilation, taille des ouvertures, température extérieure, etc.

Dans le cas où le free-cooling repose sur une ventilation intensive mécanique, la consommation électrique est potentiellement considérable (PWC, 2015). Alors que ce mécanisme peut justement permettre de réduire les consommations énergétiques des solutions actives, cela constitue un effet rebond à prendre en compte.

Dans tous les cas, la mise en place d'un système free-cooling doit faire l'objet d'une analyse de potentiel et s'inscrire dans une stratégie de réduction des besoins de refroidissement préalablement établie.

- **Bâtiments passifs**

Par leur excellente isolation thermique, les bâtiments passifs sont sensibles à la surchauffe. Il est primordial de pouvoir les alimenter en froid afin de les décharger de cette chaleur. Comme la saison de refroidissement est allongée dans les bâtiments passifs, les besoins de froid se font ressentir assez tôt et donc à des périodes où l'air extérieur est suffisamment froid. Etant donné la conception passive du bâtiment, le free-cooling est particulièrement bien adapté.

A ce titre-ci, la ventilation mécanique contrôlée offre la possibilité d'installer des by-pass qui permettent de ne plus préchauffer l'air entrant en été. L'air ne passe donc plus par un échangeur – il n'est plus réchauffé par l'air vicié chaud extrait du bâtiment – et est directement envoyé dans le bâtiment, qui peut profiter de la fraîcheur nocturne. De cette manière, la ventilation hygiénique peut assurer une fonction de refroidissement limitée.

- **Qualité de l'air et nuisance acoustique**

Lorsque le système est mécanique, il peut engendrer des bruits importants qui représentent des désagréments. Ceci est particulièrement important dans un milieu urbain tel que la RBC. A l'inverse, les nuisances sonores peuvent également venir de l'extérieur au travers du système de refroidissement. Dans une zone fortement réglementée où à exigences élevées, il faudra privilégier une ventilation mécanique faisant usages de silencieux.

- **Potentiel nocturne pour l'air**

Le free-cooling est fonction des températures extérieures qui doivent être suffisamment basses pour que le refroidissement soit performant. C'est pourquoi il peut être moins performant en mi-saison ou en journée durant l'été. Dans un contexte de réchauffement des températures moyennes, les fenêtres

⁶⁶ <https://energieplus-lesite.be/ameliorer/climatisation/limiter-les-besoins/organiser-le-rafraichissement-par-free-cooling/>, consulté le 23 décembre 2020.



de refroidissement optimales seront potentiellement moindres dans le futur. La nuit offre donc un plus grand potentiel.

Bruxelles Environnement illustre ceci par l'exemple suivant⁶⁷ : pour un local de bâtiment tertiaire chauffé à 26°C avec une charge thermique de 60 W/m² et une température extérieure de 20°C. L'air devrait être renouvelé 10 fois par heure, ce qui entraîne des complications techniques et de confort. Avec une ventilation mécanique, la consommation électrique des ventilateurs serait multipliée par 2,5. En revanche, si la température extérieure n'est que de 16°C, un renouvellement de l'air serait nécessaire 6 fois par heure. Le potentiel est donc plus grand de nuit.

- **Potentiel saisonnier sur l'eau**

Le *geo-cooling* naturel est fonction de la température du sol suivant la saison. La « hauteur » du stockage de froid constitué en hiver va conditionner la disponibilité en puissance et en énergie du froid en été.

- **Primes**

La ventilation mécanique contrôlée fait l'objet de primes (B5) en RBC pour les bâtiments d'au moins 10 ans tant pour le résidentiel que pour le tertiaire. Les primes sont fixées comme suit⁶⁸ :

- Résidentiel (maximum 50% des coûts éligibles de la facture) :
 - Système centralisé avec récupération de chaleur et régulation (apport et extraction) :
 - Catégorie A⁶⁹ : 2 500 EUR/unité de logement
 - Catégorie B : 3 000 EUR/unité de logement
 - Catégorie C : 3 500 EUR/unité de logement
 - Système centralisé à la demande avec régulation (extraction uniquement) :
 - Catégorie A : 1 250 EUR/unité de logement
 - Catégorie B : 1 500 EUR/unité de logement
 - Catégorie C : 1 750 EUR/unité de logement
- Tertiaire : maximum 25% des coûts éligibles de la facture pour un système centralisé avec récupération de chaleur et régulation (apport et extraction) avec un rendement de l'échangeur d'au moins 80%.

Si les travaux réalisés dans le cadre de la prime sont combinés avec au moins deux autres primes de type différent, un bonus pour la réalisation de plusieurs travaux peut être octroyé. La prime est ainsi majorée de 10% pour les demandeurs de catégorie A et B, et de 20% pour les demandeurs de catégorie C.

A.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

Avec 10% de la consommation électrique de la RBC étant dédiée au refroidissement (Bruxelles_Environnement_3, 2020), l'emploi de techniques passives est opportun. Dans les cas où le free-cooling ne serait pas suffisant, il est utile de l'employer tout de même en complément de techniques actives pour réduire la consommation énergétique de ces dernières.

- **Bâtiments résidentiels**

En RBC, il est défini par la PEB que la température ne peut excéder 25°C à l'intérieur d'un bâtiment que pour maximum 5% du temps d'une année⁷⁰, ce qui correspond à un indice de surchauffe maximum de 6 500 kWh. Dans la mesure où il permet d'atteindre cet objectif pour les constructions neuves, le free-

⁶⁷ <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/applicabilite.html?IDC=7806>, consulté le 24 décembre 2020.

⁶⁸ https://environnement.brussels/sites/default/files/primes-premies/GIDS_B5_FR_2021.pdf, consulté le 03 février 2020.

⁶⁹ Les catégories sont expliquées dans la section « spécificités techniques et économiques » des panneaux solaires thermiques.

⁷⁰ <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/vademecum2017-2-exigence-surchauffemax.html?IDC=10875>, consulté le 24 décembre.



cooling est à considérer. Pour les projets de rénovation, il faut généralement installer des amenées d'air et de transfert. Ceci n'est pas une difficulté.

En complément d'autres mesures tels que l'isolation des toitures, le free-cooling naturel peut être suffisant pour assurer le rafraîchissement des bâtiments résidentiels. Sa facilité de mise en œuvre constitue également un avantage supplémentaire à son emploi. Le night-cooling sera cependant privilégié pour davantage d'efficacité. Il est néanmoins important de préciser que la priorité est avant tout de combattre les apports solaires, qui constituent les facteurs de surchauffe principaux des bâtiments de type basse énergie voire passif, par des protections ad hoc (p.ex. auvents, volets, persiennes, etc.) et des ouvertures (p.ex. au nord où l'ensoleillement n'est pas direct) dans le bâtiment.

Le *geo-cooling* naturel comme le puit provençal ou celui intrinsèque à la géothermie si la pompe à chaleur est réversible, est relativement limité en RBC sachant qu'il faut de l'espace et un accès facile au sol. Dans le cas du résidentiel, si le bâtiment est bien isolé, la PAC peut travailler à basse température. Le sol ne s'appauvrit donc pas l'ensoleillement naturel suffit à régénérer le sol.

- **Bâtiments tertiaires**

Dans le cadre de petits bâtiments tertiaires, le même constat que pour les bâtiments résidentiels peut être tiré. Pour les grands bâtiments tertiaires, une réflexion globale quant à la stratégie de refroidissement naturel est nécessaire. Le bâtiment devra en effet être conçu spécifiquement (p.ex. profondeur du bâtiment, orientation au vent, etc.) pour assurer un fonctionnement optimal du free-cooling. Par exemple, le free-cooling mécanique nécessite des débits d'air important et donc des conduits d'air de grandes dimensions qui ne sont pas toujours possible à intégrer dans des projets de rénovation.

Si le bâtiment est localisé dans une zone à pauvre qualité de l'air ou à nuisance acoustique importante, il sera utile d'envisager la ventilation mécanique.

Tout comme pour les bâtiments résidentiels, l'accessibilité au sol pour le *geo-cooling* en milieu urbain est relativement limité pour les bâtiments tertiaires qui nécessitent des grandes puissances de refroidissement naturel ou actif et, par conséquent, des surfaces au sol importantes. Toutefois, lorsqu'il est fait usage de cette technologie, il est indispensable d'équilibrer les besoins de froid et de chaleur pour ne pas appauvrir le sol et pérenniser l'installation géothermique.

A.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les technologies de production de froid ne font pas l'objet d'une analyse complémentaire. Nous ne renseignons donc pas d'hypothèses techniques et économiques.

Refroidissement actif (climatisation)

B. Machine frigorifique à compression et *free-chilling*

B.1. Fonctionnement

Considéré comme un mécanisme de production de froid, la machine frigorifique évacue la chaleur excédentaire des bâtiments (source froide) vers le milieu extérieur (source chaude). Cette technologie repose sur un circuit frigorifique fermé contenant un fluide frigorigène. Le cycle frigorifique est assuré par un processus classique à quatre étapes : compression, condensation, détente, évaporation.

Les machines ou groupes frigorifiques se distinguent par la source d'énergie qu'ils emploient : air, eau ou sol.

Groupe frigorifique – air



Groupe frigorifique classique rejetant la chaleur issue du condenseur dans l'air extérieur. L'utilisation de l'air extérieur entraîne un rendement limité avec un EER pouvant potentiellement atteindre un *Energy Efficiency Ratio* de 3 (PWC, 2015). Néanmoins, il est facilement installable sur la majorité des bâtiments.

Groupe frigorifique – sol

Aussi appelée *geocooling* actif, cette technologie repose sur le transfert de la chaleur excédentaire dans le sol par stockage géothermique (dans des nappes phréatiques) par exemple. Etant donné que la température du sol est généralement plus faible que celle de l'air, le sol offre un meilleur rendement. Dans ce cas, l'EER oscille entre 4 et 5 (PWC, 2015).

Groupe frigorifique – eau

Cette fois, la chaleur excédentaire sera transférée à l'eau de surface comme un lac. L'eau observant généralement une température plus basse que l'air, elle enregistre un meilleur rendement.

Les groupes frigorifiques air et eau peuvent être couplés avec le *free-chilling*, qui consiste à refroidir l'eau glacée de l'installation frigorifique par "contact" avec l'air extérieur (via une tour de refroidissement ou par un aéroréfrigérant) lorsque la température de l'air est suffisamment basse (à partir de 8 ou 10°C). Ce mécanisme permet de mettre à l'arrêt le groupe frigorifique lorsque ces températures sont atteintes. Au plus les besoins de froid en hiver sont importants, au plus le potentiel de cette technique est intéressant.

B.2. Spécificités techniques et financières

Selon la source d'énergie employée, plusieurs contraintes techniques peuvent être recensées.

- **Groupes frigorifiques utilisant l'air**

Les groupes frigorifiques faisant emploi de l'air comme source d'énergie (on parle souvent de « chiller ») font face à des rendements moindres que les autres variantes de cette technologie. Elles nécessitent de la place sur le toit pour y placer un condenseur et sont exposées aux problèmes de gel de l'eau glacée dans la tour de refroidissement.

- **Groupes frigorifiques utilisant le sol**

Pour les groupes frigorifiques utilisant le sol, l'espace est également un problème étant donné les forages verticaux dans le sol qui sont nécessaires. Ces forages coûtent d'ailleurs chers, font grimper le coût d'investissement de la technologie et sont complexes à réaliser en milieu urbains (p.ex. densité, présence d'obstacles, permis d'environnement et d'urbanisme). Pour ne pas perturber le bilan thermique du sous-sol, ce type d'installation requière néanmoins un équilibre entre les apports de chaleur dans le sol et la chaleur absorbée sur une période de cinq ans.

- **Groupes frigorifiques utilisant l'eau**

Finalement, les groupes frigorifiques utilisant l'eau sont limités en termes de distance entre le bâtiment et la source d'eau. Des coûts financiers conséquents sont à prévoir pour construire les installations de transport vers la source d'eau (p.ex. conduites, pompes, etc.).

- ***Free-chilling***

Pour qu'une installation soit adaptée au *free-chilling*, il est nécessaire qu'elle fonctionne en hiver. En outre, la présence de terminaux à « haute » température (p.ex. plafonds froids, ventilo-convecteurs surdimensionnés, etc.) renforcera son intérêt (Energie Plus, 2020). Il sera plus aisé d'adapter une installation au *free-chilling* si elle est déjà équipée d'un condenseur à eau car la tour de refroidissement pourra être employée pour refroidir l'eau glacée grâce à l'air extérieur. Comme évoqué pour les solutions faisant usage de l'air, le *free-chilling* est exposé aux problèmes de gel. Une solution est d'ajouter du glycol mais ce dernier coûte cher et réduit l'efficacité de l'échange frigorifique. En outre,



diverses contraintes techniques peuvent apparaître lorsqu'il faut adapter les installations au *free-chilling* : perte de puissance d'un échangeur ventilo-convecteur devant passer d'un régime 7°C/12°C à 12°C/15°C, une tour de 300 kW pèse entre 3 et 4T contre 9 à 12T pour une tour de 1 000 kW, etc. (Energie Plus, 2020)

B.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

Les groupes frigorifiques faisant usage de l'eau et du sol n'étant pas des solutions disponibles pour des capacités inférieures à 35 kW, il n'est pas envisageable de les considérer pour des bâtiments résidentiels autres que des immeubles à appartement (Bruxelles_Environnement_4, 2020). Même s'il existe des solutions ayant recours à l'air de capacité plus basse comme 3 kW, leurs moins bons rendements font qu'elles constituent des solutions moins intéressantes.

- **Bâtiments tertiaires**

Tant le secteur tertiaire qu'industriel pourraient être équipé de groupes frigorifiques utilisant l'air comme source. Idéalement, le *free-chilling* devrait être prévu pour en améliorer le rendement. En effet, il suffit d'avoir l'espace en surface pour y placer un condenseur. Pour les autres solutions, le potentiel géothermique et l'accès à la source d'eau étant plus délicats en RBC, elles restent une alternative potentielle mais sont plus complexes à mettre en place.

B.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les technologies de production de froid ne font pas l'objet d'une analyse complémentaire. Nous ne renseignons donc pas d'hypothèses techniques et économiques.

C. Système à débit de réfrigérant variable (DRV) et récupération d'énergie sur boucle d'eau

C.1. Fonctionnement

La récupération d'énergie sur boucle d'eau peut s'effectuer au-travers de plusieurs technologies. Ces systèmes fonctionnent néanmoins tous selon les mêmes principes que des pompes à chaleur.

Système DRV

Le système DRV - aussi appelé "VRV" (*Variable Refrigerant Volume*) ou "VRF" (*Variable Réfrigérant Flow*) fonctionne selon le principe d'une pompe à chaleur air/air à détente direct. Un réseau de tubes dans lesquels circulant un fluide frigorigène relie des unités internes et une unité externe. Les unités internes sont composées d'un évaporateur et d'un détendeur électronique tandis que l'unité externe est communément appelée « groupe condenseur » et est composée d'un condenseur et d'un compresseur. Dans cette configuration, tant le groupe condenseur que les unités internes sont réversibles. Les unités internes équipent les locaux à climatiser tandis que l'unité externe sert « d'échangeur » avec le milieu extérieur en évacuant l'excédent de chaleur ou de froid contenu dans le fluide frigorigène.

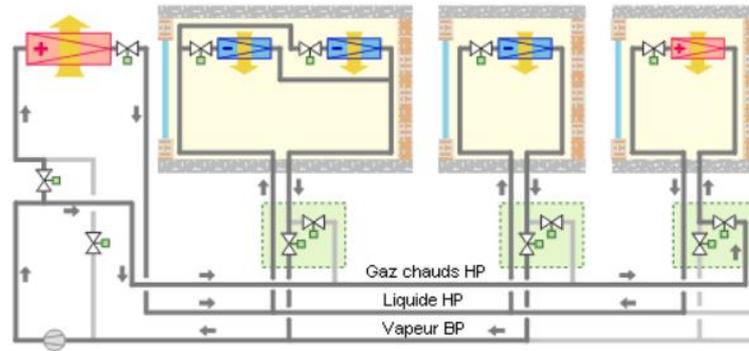


Figure 24 : Principe de fonctionnement du système DRV en froid majoritaire (Energie Plus)

Ce système est intéressant dans la mesure où il peut être réversible grâce à une vanne d'inversion de cycle placée au niveau de chaque local ; ceux-ci pouvant être équipés d'une ou de plusieurs unités internes. Pour une salle informatique en demande de refroidissement, l'unité interne fonctionne en évaporateur. À l'inverse, pour un local en demande de chauffage, l'unité interne travaille en condenseur. En ce qui concerne l'unité externe, elle peut tout aussi bien fonctionner en évaporateur qu'en condenseur et ce suivant que l'ensemble des locaux climatisés soient en besoin de rejet résultant de chaleur (data center prédominant) ou de « pompage de chaleur externe » (locaux de type bureaux en hiver). Le grand avantage de ce système 3 tubes est de pouvoir faire directement des transferts de chaleur/frigorifères d'un local en demande de refroidissement/chauffage vers un autre local au besoin de chauffage/refroidissement sans passer par l'unité externe. C'est le cas lorsque les besoins de refroidissement sont identiques aux besoins de chauffage.

Récupération d'énergie sur boucle d'eau

Ce système fonctionne sur le même principe que le DRV à la différence près que l'unité externe échangeant sur l'air devient une unité interne connectée hydrauliquement sur une boucle d'eau tempérée (ou réseau de chaleur à eau tempérée pour les grands ensembles). Un grand nombre d'unités peuvent être branchées sur la boucle d'eau. Tout comme le DRV, chacune de ces unités, côté secondaire, peut être connectée à un groupe d'unités appelées, dans ce cas-ci, unités terminales ou « sous unités ».

Ce système permet une double récupération de chaleur/frigorifères :

- Entre sous-unités ou unités terminales comme un DRV 3 tubes classiques (voir ci-avant) ;
- Entre les unités internes via la boucle d'eau.

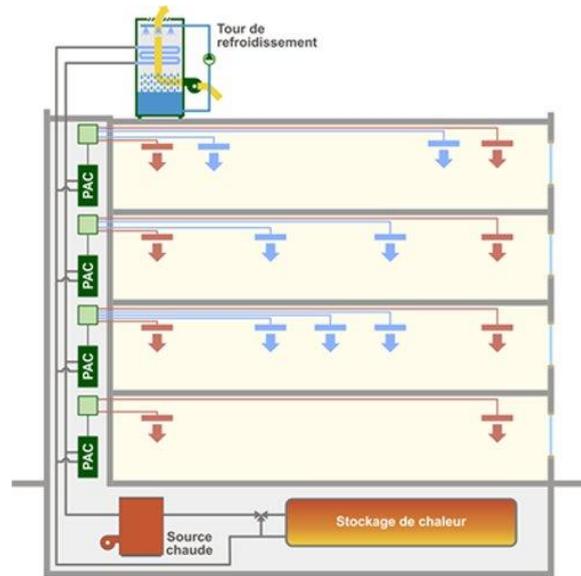


Figure 25 : Principe de fonctionnement de la récupération d'énergie sur boucle d'eau

En saison hivernale, le système fonctionne en PAC qui a pour source « froide » (réchauffée par une chaudière placée en série sur la boucle d'eau) le circuit d'eau. En période estivale, le système opère en tant que machine frigorifique avec refroidissement du condenseur par la boucle d'eau, elle-même rafraîchie par une tour de refroidissement placée en toiture. Ce système est particulièrement efficace à mi-saison où des transferts de chaleurs peuvent s'effectuer, grâce à cette boucle, entre locaux aux besoins simultanés de froid et de chaud.

En cas d'interfaçage de la boucle d'eau tempérée avec une géothermie, il faudra s'assurer que les besoins annuels de chaud et de refroidissement soient équilibrés afin de pouvoir régénérer le sol en chaud en période estivale et en froid en période hivernale. Si ce n'est pas le cas, une production de chaud ou de froid sera nécessaire pour l'équilibrage.

C.2. Spécificités techniques et financières

Cette section détaille particulièrement les contraintes liées au système DRV étant donné que des explications ont déjà été fournies pour les systèmes de type PAC air/eau et sol/eau dans leurs sections respectives.

- **Système souple**

Le système DRV offre la possibilité de s'adapter facilement aux demandes de froid et/ou de chaleur selon les besoins. Par sa réversibilité ou par récupération d'énergie, le système peut effectivement basculer rapidement de l'un à l'autre. De plus, le système peut être adapté selon le nombre de locaux à couvrir. Sur un circuit, jusqu'à 64 unités intérieures peuvent être connectées.

Selon les situations, un type particulier de technologie pour le système pourra être préféré :

- Pour les bâtiments bien isolés avec une faible inertie thermique, il représente une opportunité intéressante. Ce type de bâtiment fait souvent face à des parois fines car modulables mais qui sont forts sensibles aux variations de températures. La souplesse de ce système permet de répondre facilement à ces situations.
- Lorsqu'il est possible de prévoir une demande simultanée de chaud et de froid, la méthode dite « à récupération d'énergie » est idéale. En effet, tant en mi-saison que lorsque des apports internes importants sont attendus, cette variante est pertinente. Par exemple, la chaleur émise par des locaux spécifiques (p.ex. salle informatique, process industriel) peut être transférée vers



d'autres locaux ayant besoin de chaleur. Une autre situation comme la production d'eau chaude sanitaire par collection de la chaleur des locaux en été se prêtent bien à ce type de technologie.

- **Rendements**

Selon les producteurs, le système DRV peut permettre une amélioration du rendement jusqu'à 28% par rapport à une PAC réversible classique (ICEDD, 2019) lorsque les conditions optimales de fonctionnement sont réunies. Le bénéfice énergétique sera d'autant plus grand si la récupération d'énergie est possible.

Concernant les systèmes sur boucle d'eau, il y a une détérioration du rendement en période hivernale lorsqu'il faut assurer le chauffage à cause du plus grand gradient de température entre l'air extérieure et la température demandée. Néanmoins, ce type d'application trouve son sens à mi-saison où les performances sont bonnes. L'excellent rendement est obtenu lorsque le système fonctionne à charge partielle, certains producteurs annonçant un EER⁷¹ de plus de 7 (à 25°C de température extérieure) et un COP de 5,5 (à 9°C de température extérieure).

- **Prix élevé**

En tant que technologie relativement récente, le coût d'investissement d'un système DRV est élevé. Néanmoins, il faut garder à l'esprit que cet investissement se fait pour une période de 20 ans et qu'il doit être mis en perspective avec une technologie comparable telle qu'une installation ventilo-convecteur à 4 tubes.

- **Présence d'un réseau de fluide réfrigérant dans tout le bâtiment**

Etant donné la longueur du réseau pour le système DRV, les risques de fuite existent et ne sont pas simple à détecter. En outre, les fluides frigorigènes sont soumis à des réglementations européennes selon leur toxicité et inflammabilité. S'ils ne sont pas directement nocifs pour l'homme, leur impact environnemental est potentiellement désastreux car certains comme le fluide R410a, le plus répandu pour ce type d'installation, a un pouvoir réchauffant 2 000 fois supérieur au CO₂ (Bruxelles_Environnement_5, 2020). Si en RBC, aucune règle n'interdit cette technique, le Luxembourg applique une limite de puissance (50 kW) aux installations de ce type (Energie Plus, 2020).

C.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

Etant donné le coût associé à ce type de technologie, il n'est pas envisageable d'en équiper des bâtiments résidentiels. Elles ne sont donc pas envisageables sauf éventuellement pour des immeubles à appartement.

- **Bâtiments tertiaires**

Le DRV peut être pertinent dans le cadre de petits bâtiments tertiaires neufs (< 5000 m²), particulièrement lorsque les besoins de chauffage et de froid sont simultanés. Dans le cadre de projets plus grands, cette technologie peut présenter de l'intérêt mais dans la limite de sa puissance frigorifique (max 150 kW) (Bruxelles_Environnement_5, 2020). De plus, il faut tenir compte du fait qu'un dénivelé maximum de 90m peut être enregistré en l'unité extérieure et intérieure avec 1 000m de canalisation au plus. Au-delà de ces contraintes, les systèmes dits « à récupération d'énergie sur boucle d'eau » doivent être privilégiés. Il est indispensable de préférer la récupération d'énergie, même si les prix sont plus élevés, car les performances y étant associées sont supérieures et permettent de combiner la production de froid et de chaleur.

⁷¹ *Energy Efficiency Ratio* : coefficient d'efficacité frigorifique. Il représente la performance énergétique de la pompe à chaleur fonctionnant en mode rafraîchissement. Il se calcule comme le rapport entre l'énergie utile ou chaleur absorbée à l'évaporateur sur l'énergie fournie au compresseur.

C.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les technologies de production de froid ne font pas l'objet d'une analyse complémentaire. Nous ne renseignons donc pas d'hypothèses techniques et économiques.

D. Machine frigorifique à absorption et trigénération

D.1. Fonctionnement

La trigénération fonctionne selon le même principe que la cogénération à la différence qu'une unité de production de froid par absorption y a été rajoutée. En faisant usage de la chaleur produite par le moteur ou la turbine, particulièrement en été où les besoins sont moindres, du froid peut être produit en vue de la climatisation ou la réfrigération de bâtiments. A nouveau, ce système vise à économiser la quantité d'énergie primaire utilisée en combinant la production de trois énergies : électricité, chaleur et froid.

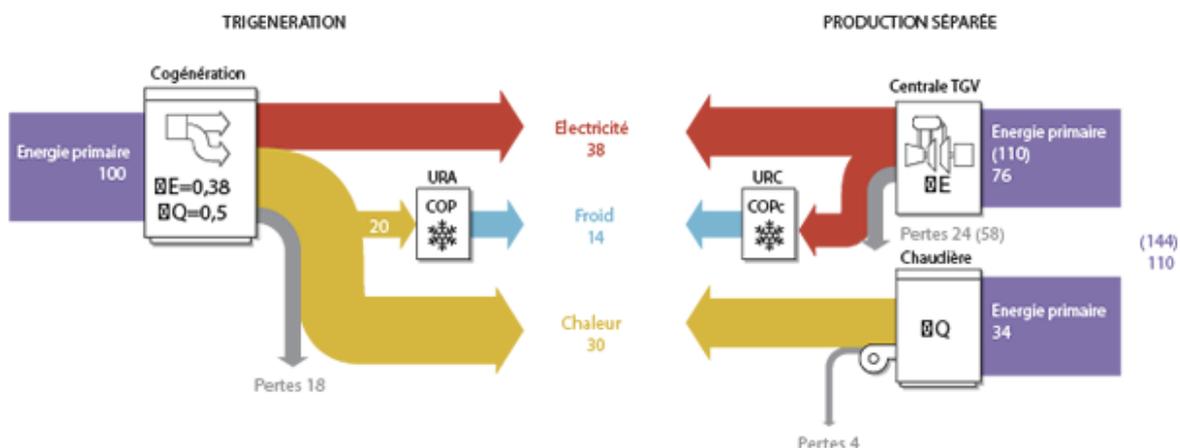


Figure 26 : comparaison de la consommation d'énergie primaire entre la trigénération et la production séparée (Energie Plus)

La trigénération permet la production de froid grâce à une machine à absorption. Cette machine est équipée de quatre composants principaux :

- **Evaporateur** : un réfrigérant (p.ex. eau) y est pulvérisé à très faible pression. Le réfrigérant s'y évapore en captant la chaleur de l'eau qui circule dans l'évaporateur au-travers d'un circuit. Cette eau se refroidit.
- **Absorbeur** : la vapeur d'eau contenue dans l'évaporateur est acheminée dans l'absorbeur où une solution absorbante (bromure de lithium) est continuellement pompée afin d'y être repulvérisée. De cette manière, la solution absorbante absorbe la vapeur d'eau de l'évaporateur tout en y maintenant la basse pression essentielle à l'évaporation du réfrigérant. La solution finit par être saturée et se dilue.
- **Concentrateur** : la solution diluée est réchauffée (à 85°C) dans un concentrateur où elle se concentre avant d'être retournée à l'absorbeur. En chauffant, une partie de l'eau s'évapore.
- **Condenseur** : la vapeur d'eau issue du concentrateur est refroidie par circulation d'eau froide dans le condenseur avant d'être renvoyée vers l'évaporateur.

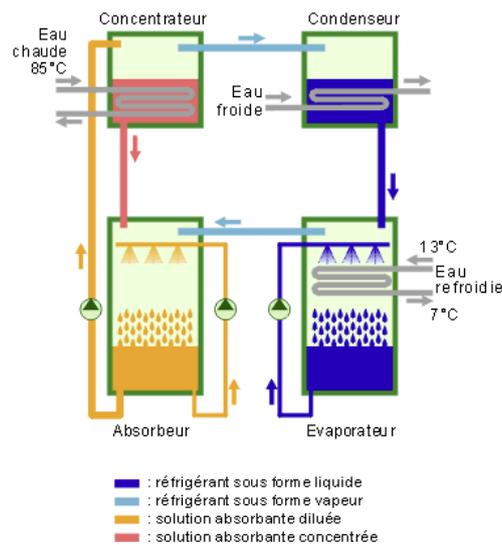


Figure 27 : Principe de fonctionnement de la machine à absorption (Energie Plus)

La particularité supplémentaire de la trigénération, par rapport à une machine à absorption classique, est que le concentrateur est alimenté par la chaleur fatale récupérée de l'installation de cogénération. L'application de la trigénération est particulièrement pertinente dans les lieux de consommation de froid et de chaud (p.ex. abattoirs, industries pharmaceutiques, chimiques et agro-alimentaires, immeubles de bureaux et certains parcs de logements).

D.2. Spécificités techniques et financières

La trigénération présente les mêmes contraintes que la cogénération. Nous ne revenons dans cette section que sur les éléments différenciants ou supplémentaires par rapport à la cogénération.

- Rendements

Habituellement, la chaleur à basse température (30-40°C) évacuée du condenseur est envoyée au niveau d'une tour de refroidissement ; ce qui constitue une perte énergétique non négligeable. L'efficacité de la machine à absorption en est impactée et se situe aux alentours des 70%. Dans ce cas, il peut être compliqué de valoriser des certificats verts. En cas de récupération de cette chaleur fatale, comme pour chauffer l'eau des bassins des piscines, l'efficacité de la machine à absorption passe de 70% à 120%.

- Coûts

La trigénération nécessite des investissements de départ encore plus élevés que pour la cogénération. Si la rentabilité énergétique est meilleure, elle n'est généralement pas suffisante pour compenser la faible rentabilité économique de cette technologie.

- Peu flexible

Pour fonctionner de manière optimale, des besoins de chaleur et de froid stables et équilibrés sont préconisés par rapport à la production assurée. Ceci limite les applications à des bâtiments spécifiques tels que les hôpitaux ou les industries.

- Chaleur fatale

La trigénération fonctionne sur base de récupération de chaleur fatale. A nouveau, les applications de cette technologie sont limitées, particulièrement en RBC où il y a peu d'industrie. En outre, la température de la chaleur récupérée doit être de l'ordre de 80 à 95°C pour permettre un refroidissement par absorption.



D.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

Au niveau de logements résidentiels, l'intérêt de cette technologie serait éventuellement présent si couplée à un réseau de froid (voir section respective).

- **Bâtiments tertiaires**

Comme pour les bâtiments résidentiels, la présence d'un réseau de froid où l'unité centrale de production (de chaleur et de froid) serait équipée de la trigénération.

Pour que les rendements soient optimaux, il est préférable que cette technologie soit associée avec la récupération de chaleur fatale de l'industrie. Au vu du peu de possibilité en RBC, cette solution présente peu d'intérêt.

D.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les technologies de production de froid ne font pas l'objet d'une analyse complémentaire. Nous ne renseignons donc pas d'hypothèses techniques et économiques.

6.1.4. Technologies de production de froid – Solutions collectives

A. Réseaux de froid

A.1. Fonctionnement

Les réseaux de froid, fonctionnant selon un principe inverse aux réseaux de chaleur, sont employés pour rafraîchir les bâtiments en collectant la chaleur qui s'y trouve afin de l'évacuer vers un point de rejet (p.ex. rivière). Le système se compose d'une (ou plusieurs) unité(s) de production, d'un système de canalisations, ou circule un fluide caloporteur, couramment appelé eau glacée, de 1° à 12°C à l'aller et de 10° à 20°C au retour (une valeur courant de régime : 12/7°C), et de sous-stations garantissant la collecte de chaleur.

Actuellement, la technique première a recours à des groupes frigorifiques qui rejettent la chaleur dans l'air ou dans l'eau. Néanmoins, les techniques de récupération d'énergie (p.ex. chaleur fatale issue d'incinération de déchets) peuvent aussi être déployée une fois complétée de machines à absorption pour réaliser la production de froid. Le *free-chilling* est également une solution et permet d'exploiter directement l'air ou l'eau comme source de froid. Globalement, les réseaux de froid ont un meilleur rendement énergétique et économique lorsqu'ils distribuent de l'eau glacée à température élevée (régime 13/18°C par exemple) avec comme objectif de maximiser leur refroidissement par des énergies renouvelables (*free chilling*, *geocooling* naturel, etc.).

A.2. Spécificités techniques et financières

Les contraintes sont fort similaires à celles présentées pour les réseaux de chaleur. Nous ne revenons que brièvement sur certaines d'entre elles dans cette section.

- **Coût**

Par les infrastructures nécessaires pour la mise en place d'un réseau de froid, les coûts d'investissements sont conséquents. Le projet ne sera pertinent que si les rendements énergétiques et économiques peuvent compenser ces coûts, particulièrement sur le long terme.

- **Zones urbaines denses**



Comme évoqué pour les réseaux de chaleur, les rendements d'un réseau seront d'autant plus performants qu'ils couvriront une zone densément urbanisée. Les besoins de froids doivent donc être suffisamment importants pour les bâtiments connectés. A ce niveau, les bâtiments tertiaires présentent plus de besoins de froid que le résidentiel.

A.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels**

La demande de froid apparaît relativement limitée dans le cadre des bâtiments résidentiels. Si des grands immeubles à appartement peuvent néanmoins être connectés à un réseau, l'intérêt de cette technologie prend davantage de sens. L'intérêt de ce type de réseau pourrait néanmoins grandir avec les bâtiments passifs qui ont davantage besoin d'être rafraîchis.

- **Bâtiments tertiaires**

Seuls les bâtiments tertiaires présentent plus d'intérêt en RBC étant donné la faible industrie présente dans la région. Des bâtiments tels que des commerces, hôpitaux, bureaux, etc. peuvent présenter un plus gros potentiel pour ce type d'infrastructure. Le réseau de froid pourrait être intéressant si couplé à une production de chaleur. Le potentiel reste néanmoins probablement limité et certainement à évaluer avant de lancer ce type de projet.

A.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les technologies de production de froid ne font pas l'objet d'une analyse complémentaire. Nous ne renseignons donc pas d'hypothèses techniques et économiques. Cependant, les informations renseignées pour les réseaux de chaleur sont similaires aux réseaux de froid étant donné leur proximité.

6.1.5. Technologies combinées de production de chaleur et de froid – Solutions collectives

A. Réseaux sur boucle d'eau tempérée

A.1. Fonctionnement

La présentation des réseaux de chaleur et de froid a mené à la même conclusion : pour être économiquement rentable, le réseau a besoin de couvrir de grands besoins (de chaleur ou de froid). Les changements climatiques ont pour effet d'entraîner une hausse de températures moyennes, entraînant de facto des besoins de froid plus importants (particulièrement en période estivale). A l'inverse, la transition énergétique encourage la diminution des consommations énergétiques. Les réseaux de chaleur sont mieux isolés et connaissent moins de pertes thermiques alors que les bâtiments se voudront passifs à l'avenir et auront de faibles consommations énergétiques. Ceci est contraire à la rentabilité économique d'un réseau. A l'heure notamment du développement des quartiers durables mixant résidentiel (plutôt en demande de chaleur) au tertiaire (plutôt en demande de chaud et de froid), les réseaux de chaleur à eau tempérée, qui permettent de mutualiser les besoins de chaleur et de froid sur un même réseau, pourraient être une solution à terme.

Ces réseaux fonctionnent de manière similaire à un système de récupération d'énergie sur boucle d'eau (cf. 6.1.3.C) où chaque bâtiment dispose d'une PAC réversible eau/eau branchée sur le réseau. L'eau circule dans une boucle d'eau primaire à eau tempérée (entre 10° et 35°C) avant d'être distribuée vers les sous-stations des bâtiments raccordés. Les PAC sont installées dans ces sous-stations et, grâce à leur réversibilité, assurent tant la production d'eau chaude pour les besoins de chaleur et d'eau chaude sanitaire que la production d'eau froide/glacée pour le refroidissement. La chaleur et le froid sont transmis aux unités terminales (p.ex. ventilo-convecteurs) par une boucle d'eau secondaire



Les réseaux à eau tempérée s'inscrivent dans une logique de réseaux de chaleur 4^{ème} génération qui intègrent les énergies renouvelables, permettent le stockage et renforcent la flexibilité du réseau (« *smart grid* thermique »). Plusieurs sources d'énergie renouvelable et de récupération thermique peuvent être employées pour alimenter la boucle d'eau tempérée :

- Géothermie (nappes phréatiques, lacs, canaux, mer, etc.)
- Riothermie (réseaux d'eaux usées)
- Récupération de chaleur fatale
- Process froid éventuel

A.2. Spécificités techniques et financières

A nouveau, les spécificités techniques et financières sont similaires à celles présentées dans le cas des réseaux de chaleur (cf. 6.1.2.A). Spécifiquement pour les réseaux à eau tempérée, il est néanmoins important de mettre en avant les spécificités suivantes :

- **Mutualisation des besoins de chaud et de froid**

Comme évoqué par ailleurs, les besoins de chaleur et de froid doivent être équilibrés pour éviter l'appauvrissement thermique (la source devient trop chaude ou trop froide suivant le cas) de la source d'énergie renouvelable (p.ex. nappe phréatique). La mutualisation des besoins doit permettre cet équilibrage thermique annuel (réchauffe en été et refroidissement en hiver de la source renouvelable). C'est d'ailleurs facilité par le fait que les calories rejetées sur le réseau par la production de froid peuvent être directement réemployées pour la production de chaud. En outre, le réseau fonctionne à basse température, allégeant de facto la pression exercée sur la source d'énergie.

- **Bâtiments performants énergétiquement**

Etant donné les basses températures, ces installations sont mieux adaptées pour les bâtiments performants énergétiquement et disposant d'émetteurs basse température. C'est pourquoi cela cadre mieux avec des projets neufs ou de rénovation.

- **Intégration des énergies renouvelables**

A condition que les besoins de chaleur et de froid soient équilibrés pour éviter de tarir thermiquement la source d'énergie renouvelable, les réseaux d'eau tempérée peuvent être alimentés par des sources d'énergies renouvelables et ainsi s'inscrire dans une logique de transition énergétique.

- **Modularité des besoins**

Si la production est décentralisée, cela veut également dire que chaque bâtiment peut adapter sa production à ses besoins. Ainsi, les bâtiments peuvent dégager des températures d'eau différentes en fonction de leurs besoins. La modularité des régimes s'effectue au niveau des PAC terminales réversibles en laissant le choix du niveau de température terminale sans affecter la température du réseau d'eau tempérée. Seule la performance d'une PAC réversible par rapport à une autre est modifiée en fonction des températures demandées sur la boucle secondaire. Avec une production centralisée, la boucle d'eau est à peu près à la même température partout.

- **Limitation des déperditions thermiques**

Même si les réseaux de chaleur actuels sont bien mieux isolés que par le passé, l'eau circulant dans le réseau à basse température permet d'éviter davantage de déperdition thermique. Le réseau ne doit pas être calorifugé, ce qui réduit les dépenses à l'investissement.

A.3. Réplicabilité en Région de Bruxelles-Capitale

- **Bâtiments résidentiels et tertiaires**



Comme mentionné, les quartiers combinant bâtiments résidentiels et tertiaires offrent des opportunités intéressantes pour accueillir des réseaux d'eau tempérée. Combiner la réponse aux demandes de froid (principalement dans le tertiaire) et de chaleur (Dans le tertiaire et le résidentiel) tout en augmentant les volumes en connectant ces bâtiments sur un seul réseau renforce la possibilité de rentabiliser la construction d'un réseau. A Bruxelles, on retrouve ce genre de quartier. Les quartiers à faible densité énergétique sont également pertinents pour l'utilisation de ces réseaux.

La possibilité de développer ces réseaux devrait être étudiée au cas par cas. Pour la région, le problème se situe au niveau de l'installation géothermique qui ne peut avoir lieu à n'importe quel endroit (cf. 6.1.1.C et 6.1.1.D). Néanmoins, l'exemple du bâtiment de Bruxelles Environnement qui est équipé d'une installation géothermique puisant dans la nappe phréatique illustre que cela est envisageable.

A.4. Hypothèses pour le calcul du LCOH

Les réseaux d'eau tempérée ne font pas l'objet d'une analyse complémentaire. Nous ne renseignons donc pas d'hypothèses techniques et économiques. Cependant, les informations renseignées pour les réseaux de chaleur peuvent donner une indication étant donné leur similarité bien que dans ce cas-ci, il doit être fait attention à ce que deux besoins sont répondus.



6.2. Tableau de synthèse – LCOH

Sur base des hypothèses techniques et économiques présentées dans leurs sections respectives, nous avons calculé le *Levelised Cost of Heating* (LCOH) propres à certaines technologies individuelles de production de chaleur. Le tableau ci-dessous synthétise les résultats obtenus pour le calcul du LCOH :

Technologie	Filière	LCOH (EUR/MWh)	
		Résidentiel	Tertiaire
Chaudières à condensation	Biométhane	97	78
	Gaz naturel	49	37
	Mazout	65	54
Chaudières	Bûches	60	/
	Pellets	93	84
	Plaquettes	62	61
Chauffage électrique direct	Electricité	227	/
Pompes à chaleur	Air/air	Electricité	94
	Air/eau	Electricité	106
	Eau/eau	Electricité	101
	Sol/eau	Electricité	115
Solaire thermique (uniquement ECS)	Renouvelable	186	144

Tableau 34 : Comparaison des LCOH de différentes solutions de chauffage individuel



Le tableau suivant établit un classement par ordre croissant des technologies individuelles de production de chaleur pour le résidentiel. Les chaudières occupent les cinq positions les plus économiquement intéressantes, avec notamment le gaz naturel comme solution la plus économique (49 euros/MWh). Comme les chaudières biomasse posent pas mal de problème de qualité de l'air et que les chaudières au mazout seront à terme interdites en Région de Bruxelles-Capitale, les pompes à chaleur air/air et les chaudières biométhane sont les solutions les moins coûteuses après les chaudières à condensation au gaz naturel.

A l'inverse, au regard de la faible quantité d'énergie produite en comparaison de son coût sur sa durée de vie, le solaire thermique ne constitue pas une solution économiquement performante.

Du point de vue du LCOH, le chauffage électrique direct est la moins bonne des solutions présentées dans ce rapport. Le coût élevé de l'électricité, sans compter la quantité d'énergie primaire nécessaire, explique ce mauvais résultat.

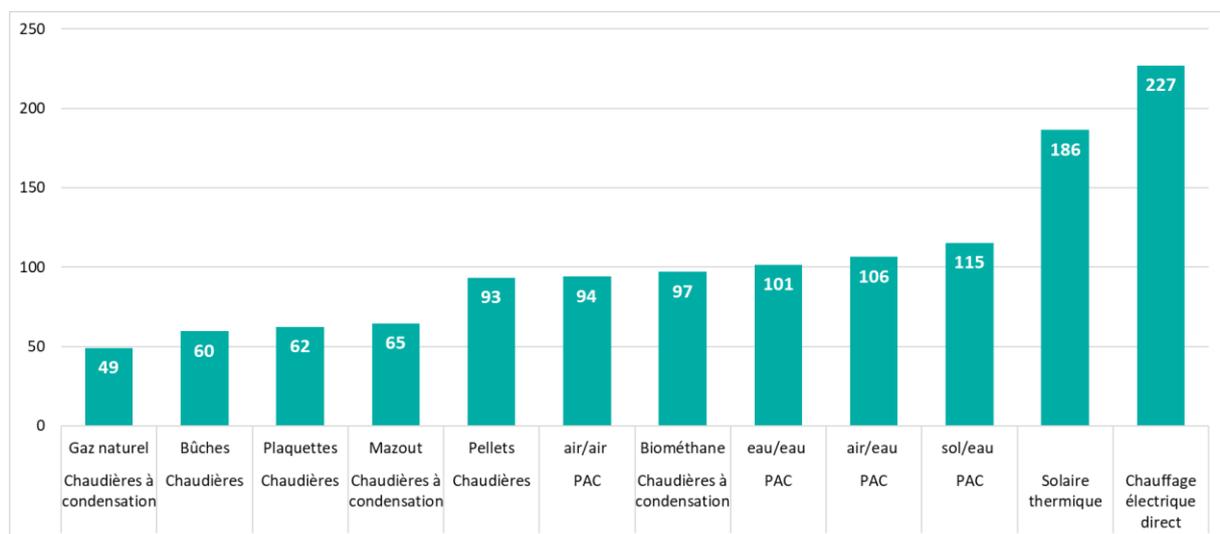


Tableau 35 : LCOH des solutions individuelles de production de chaleur pour le résidentiel (EUR/MWh)

Au niveau du tertiaire, les chaudières gaz naturel démontrent à nouveau les meilleurs résultats. Les PAC eau/eau, sol/eau et les chaudières mazout (voire les PAC air/eau) obtiennent des performances pratiquement identiques, ce qui illustre notamment le potentiel de rentabilité de la géothermie.

La vente des chaudières mazout allant être interdites à l'installation à l'horizon 2025, les PAC géothermiques présentent certainement un intérêt pour le tertiaire lorsque c'est possible. Considérant que les chaudières biomasse ne constituent pas une solution à privilégier pour la région à cause de l'impact sur qualité de l'air et que le solaire thermique n'est pas économiquement performant, les chaudières brûlant du biométhane conservent de l'intérêt en tant que solution supplémentaire. L'existence du réseau de distribution est d'ailleurs être un argument significatif pour cette filière.

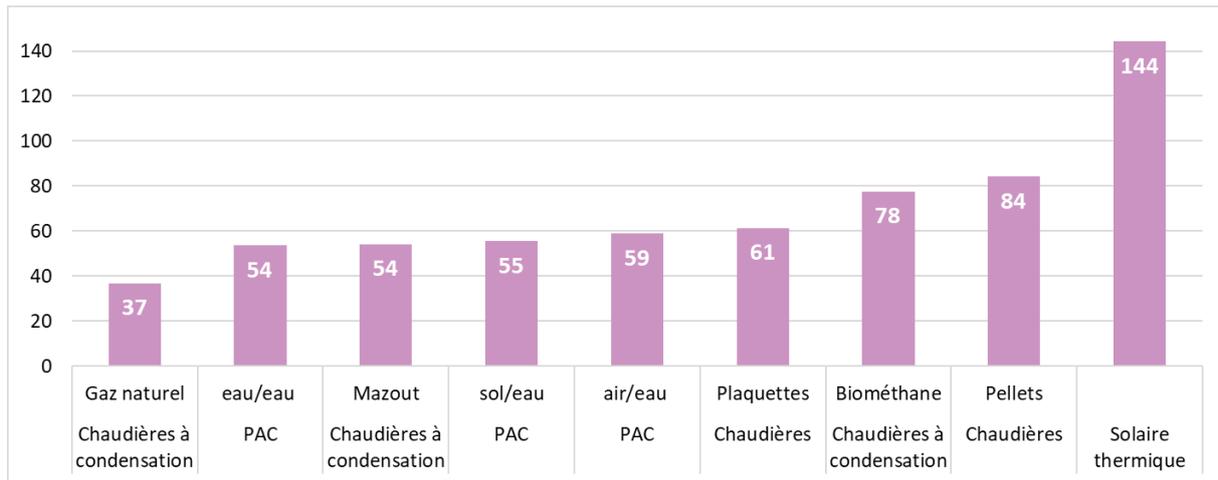


Tableau 36: LCOH des solutions individuelles de production de chaleur pour le tertiaire (EUR/MWh)



7. Comparaison de solutions pour répondre aux besoins de chaleur et de froid

7.1. Principe de l'analyse

Le paragraphe 3 de l'article 14 de la Directive 2012/27/CE demande de réaliser une analyse coûts-avantages des différentes possibilités de production de chaleur et de froid. Le texte de la Directive précise également que cette analyse coûts-avantages est de nature à faciliter le recensement des solutions ayant le gisement de ressources le plus important et les plus rentables en vue de répondre aux besoins en matière de chaleur et de froid.

Pour répondre à cette demande la Directive, il a été décidé de modéliser différentes typologies de quartier dans lesquels des solutions de chauffage centralisé peuvent être envisagées. Dans chaque cas, on s'emploiera à examiner le coût du MWh de chaleur consommée par les clients raccordés au réseau. Ce coût pourra alors, dans un second temps être comparé à des solutions individuelles de production de chaleur.

L'objectif de cette analyse est d'essayer de définir dans quels cas une solution de chauffage collectif est préférable à une solution individuelle.

Dans un premier temps, il a été décidé de définir quatre typologies de quartier différentes qui peuvent représenter schématiquement quatre situations de développement urbain ou péri-urbain (voir figure ci-dessous). Ces différents quartiers sont supposés être constitués de logements mais également d'établissements tertiaires. Les quatre typologies de quartier retenues sont les suivantes :

- Quartier peu énergivore et dispersé
- Quartier peu énergivore et dense
- Quartier énergivore et dispersé
- Quartier énergivore et dense

Dans un premier temps, les quartiers considérés sont constitués de 1000 logements (maisons et appartements) et de 20 000 m² de bâtiments tertiaires.

Les principales hypothèses suivantes ont été retenues pour définir ces différents quartiers :

- Dans les quartiers denses, la distance entre les maisons est supposée être égale à 6 mètres.
- Dans les quartiers dispersés la distance entre les maisons est supposée être égale à 20 mètres.
- Les immeubles à appartements et les bâtiments tertiaires sont supposés être séparés de 100 mètres.
- Dans les quartiers énergivores,
 - la consommation des logements résidentiels est égale à celle que l'on observe en moyenne dans les bilans énergétiques bruxellois actuellement.
 - la consommation des bâtiments tertiaires est celle que l'on observe en moyenne dans les bilans énergétiques bruxellois actuellement.
- Dans les quartiers peu énergivores,
 - la consommation des logements résidentiels est égale à l'objectif de la stratégie de rénovation à l'horizon 2050 soit (15 kWh/m²/an pour le chauffage, l'ECS est inchangée)



- o la consommation des bâtiments tertiaires est calculée sur base des critères PEB des bâtiments neufs actuels.

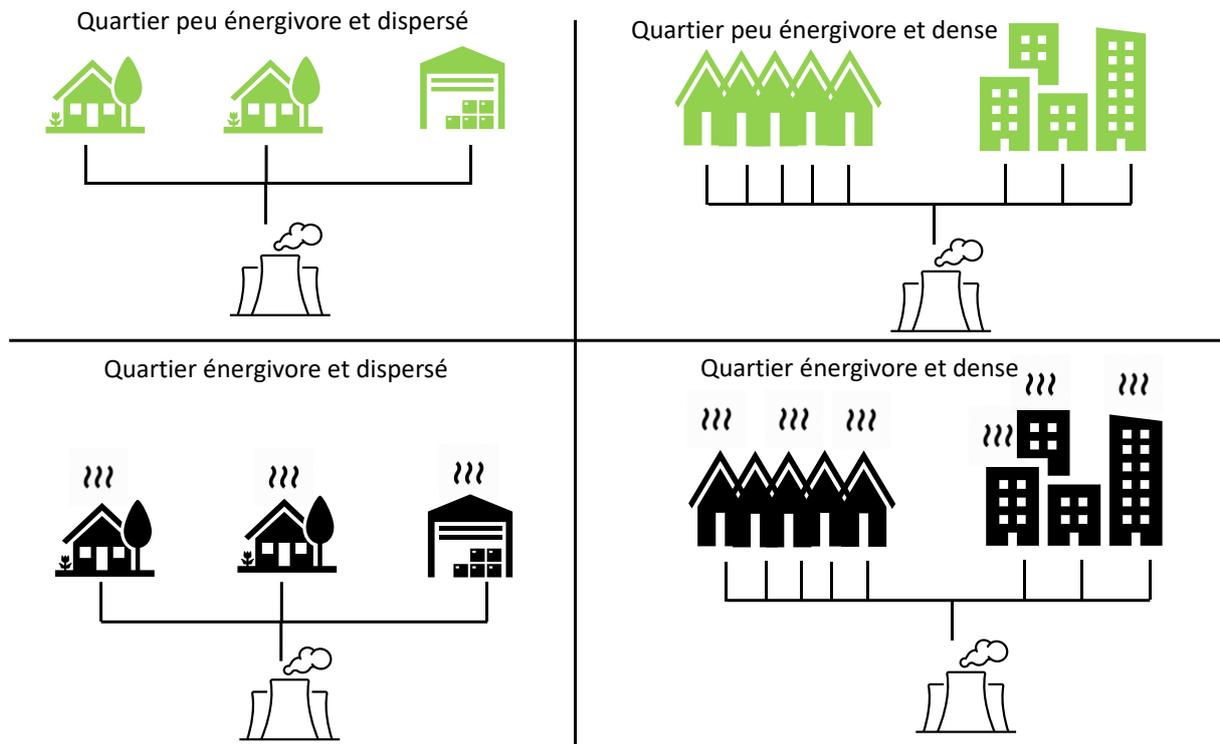


Figure 28: Représentation schématique de 4 types de typologies de réseaux de chaleur

7.2. Détermination des caractéristiques techniques des réseaux de chaleur

Dans chaque quartier type, les profils de consommation de chaleur sont agrégés en une seule courbe de demande de chaleur. Un calcul similaire à celui présenté à la section 5 de ce rapport a été réalisé pour déterminer les caractéristiques d'une unité de cogénération qui pourrait alimenter ce quartier en chaleur. Pour cette cogénération, on déterminera donc les éléments suivants :

- Puissance thermique et électrique
- Rendement thermique et électrique
- Durée de fonctionnement
- Production thermique et électrique
- Economie de CO₂ réalisée
- Coûts d'investissements liés à la cogénération
- Achat de combustibles de cette unité de cogénération
- Le nombre de certificats verts octroyés
- Le temps de retour simple, la valeur nette actualisée, le taux de rentabilité interne

Une fois que l'unité de cogénération a été dimensionnée, il est nécessaire d'acheminer la chaleur produite via un réseau vers les consommateurs finaux.



Les paramètres suivants sont pris en compte :

- Investissements dans un réseau de chaleur (500 euros / m courant de réseau)
- Investissements dans une sous-station qui assure l'interface entre le réseau de chaleur et le consommateur final (en général il s'agit d'un échangeur de chaleur)
 - 3000 euros / sous-station dans le cas du résidentiel
 - Dans le cas du tertiaire et des immeubles à appartement, le coût est déterminé sur base d'une courbe technico-économique de coûts spécifiques en fonction de la puissance appelée
- Nécessité d'investir dans une chaleur d'appoint qui permet de répondre aux pointes de besoins thermiques basé sur l'application d'une courbe technico-économique qui donne le coût en fonction de la puissance de la chaudière d'appoint
- Frais d'entretien de ce réseau de chaleur (4% du CAPEX/an)

7.3. Analyse des coûts de production de la chaleur

Une fois que les caractéristiques technico-économiques de la cogénération et du réseau de chaleur ont été déterminées, il est nécessaire d'estimer le coût de production de la chaleur délivrée chez chaque consommateur raccordé au réseau. Pour cela et comme à la section 6, nous avons utilisé le concept de LCOH (*Levelized Cost of Energy*), voir par exemple (Hansen, 2019).

L'objectif de cette analyse est de comparer le coût de la chaleur délivrée aux consommateurs finaux raccordés à un réseau de chaleur avec le coût de la chaleur d'une solution individuelle (classiquement une chaudière individuelle).

Hypothèse de prix des énergies : coût des énergies basés sur une étude de la CREG (CREG, 2020)

7.3.1. Comment calculer le LCOH dans le cas d'une cogénération ?

Dans le cas d'une installation qui ne produit qu'une seule forme d'énergie (électricité ou chaleur), le calcul est relativement simple et n'occasionne pas de problème méthodologique spécifique.

En revanche, si le réseau de chaleur est alimenté par une cogénération qui produit deux formes d'énergie (de l'électricité et de la chaleur), il faut pouvoir déterminer quelle est la part des coûts (CAPEX, OPEX et combustibles) qu'il faut attribuer à la production de chaleur.

La première solution serait de considérer que l'ensemble des coûts sont à imputer à la production de chaleur. Toutefois cette règle d'attribution des coûts ne peut pas se justifier puisque la cogénération produit également de l'électricité. Différentes propositions ont déjà été formulées dont celle de répartir les coûts au prorata de la production d'énergie (Nian, Qie, Zhanyu, & Hailong, 2016). La répartition des coûts (CAPEX, OPEX, fuel) se ferait en fonction des rendements électriques et thermiques de la cogénération.

En suivant cette approche et en supposant une cogénération dont le rendement électrique est de 30% et le rendement thermique de 50%, il faudrait considérer que 62.5 % des coûts de la cogénération ($50/(30+50)$) sont à imputer à la production de chaleur. Néanmoins cette façon de faire, basée sur les rendements énergétiques, ne nous paraît pas satisfaisante dans la mesure où la chaleur et l'électricité sont deux formes d'énergie de qualité très différente qui se reflète d'ailleurs dans des prix de vente très différents.

Dès lors, plutôt que de travailler au prorata des rendements, il a été décidé de se baser sur le coût économique des deux formes d'énergie produites par la cogénération en se plaçant dans la position du consommateur final. Pour la simplicité du raisonnement, nous avons supposé que tous les utilisateurs du réseau de chaleur sont des clients résidentiels.



Pour réaliser cette répartition au prorata de la valeur économique de l'électricité et de la chaleur fournie par la cogénération, il est nécessaire de chiffrer leur valeur économique. Ici également, il n'y a pas de règle bien établie. Toutefois et dans la mesure où nous nous plaçons dans la perspective du client (résidentiel) final, nous avons choisi de reprendre les prix que paient ce client pour acheter son électricité et sa chaleur.

Pour l'électricité, cela ne pose pas de problème majeur. On connaît, en effet, les prix de vente de l'électricité au client résidentiel. Même si ceux-ci peuvent fluctuer nous avons retenu une valeur standard de 0.25 c€/kWh (TTC). En revanche, il n'existe pas de valeur équivalente pour la chaleur et on ne peut pas se référer au prix payé par le consommateur final pour acheter son MWh de gaz naturel puisqu'une installation de combustion est nécessaire pour transformer ce combustible en chaleur utile pour les occupants du logement.

Néanmoins, on peut déterminer cette valeur en estimant le LCOH de la chaleur produite par une chaudière individuelle de référence alimentée au gaz naturel. Comme précisé au paragraphe 6.2, nous avons retenu une valeur de 49 €/MWh.

Dès lors, une cogénération dont le rendement électrique est de 30% et le rendement thermique est de 50%, produira 30 kWh d'électricité et 50 kWh de chaleur. En multipliant les kWh électriques et thermiques par le prix que paient le client résidentiel pour ces formes d'énergie, on en déduit que la combustion de 100 kWh de gaz naturel dans l'unité de cogénération pourra être valorisée pour un montant de 9.95 euros auprès d'un client résidentiel. En effet on a

$$30 \text{ kWh} * 0.25 \text{ euros / kWh} + 50 \text{ kWh} * 0.049 \text{ euro/kWh} = 9,95 \text{ euros}$$

Dès lors, on peut estimer à 24.6% la part des coûts (CAPEX, OPEX, fuel) de la cogénération qu'il convient d'attribuer à la seule production de chaleur. En effet on a

Part des coûts pour la production thermique

$$50 \text{ kWh} * 0.049 \text{ euro/kWh} / 9.95 \text{ euros} = 0.246$$

Cette valeur proche de 25% paraît être plus appropriée que celle obtenue par l'approche énergétique (62.5% dans notre référence) puisque l'électricité produite a une valeur bien supérieure à la chaleur. L'utilisation de cette métrique économique pour répartir les coûts de production thermique de la cogénération est, conceptuellement, assez proche d'une approche exergétique qui tiendrait compte de la qualité des formes d'énergies produites.

Concrètement, ce raisonnement implique que, dans la formule du LCOH, seuls 24.6% des coûts occasionnés par la cogénération (CAPEX, OPEX, fuel) seront pris en compte. Il faut noter que cette règle de proportionnalité ne s'applique qu'à la cogénération, les coûts des autres équipements qui sont uniquement dédiés à la production de chaleur (chaudière d'appoint, réseau de distribution de la chaleur, sous-station) seront imputés à 100% à la production de chaleur.

7.4. Analyse des résultats

En appliquant cette méthodologie au cas des 4 réseaux types prédéterminés on trouve les valeurs de LCOH de la chaleur fournie au client final dans les quatre typologies de réseaux prédéterminées et dans différents scénarios. Le premier scénario est celui d'un réseau alimentant 1000 logements et 20 000 m² d'activités tertiaires au départ d'une chaufferie centralisée composée d'une cogénération et d'une chaudière d'appoint alimentées au gaz naturel. Il s'agit actuellement d'une situation de référence même si les Autorités régionales mènent aujourd'hui une réflexion sur la place future des combustibles fossiles dans le mix énergétique bruxellois (voir section 4.5.5).

Sans surprise, on observe que c'est dans le cas de quartiers denses et peu performants du point de vue énergétique (plus exactement, ils ont des performances comparables à la moyenne de la situation bruxelloise en 2018) que le coût du MWh est le plus faible. Il s'établit à 66 euros/MWh. En revanche,



dans le cas d'un quartier dispersé et performant du point de vue énergétique, les coûts de la chaleur délivrée via un réseau de chaleur s'envolent à 320 euros/MWh.

Cet écart de coût de la chaleur délivrée via des réseaux illustre bien une difficulté à laquelle les Autorités bruxelloises seront confrontées. Les réseaux de chaleur se justifient d'autant mieux qu'ils alimentent des quartiers densément peuplés et gourmands en énergie. Un futur réseau qui serait dimensionné pour alimenter un tel quartier verra sa rentabilité décroître à mesure que la rénovation des logements de ce quartier progressera puisque leur consommation diminuera.

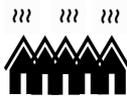
Principales hypothèses	Type de quartier	LCOH [€/MWh]
1000 logements, 20000 m ² de tertiaire, Réseau alimenté par une cogénération + chaudière appoint, Gaz naturel.	 Energivore, dense	66
	 Energivore, dispersé	96
	 Peu énergivore, dense	149
	 Peu énergivore, dispersé	320

Tableau 37 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (1000 logements, cogénération gaz naturel)

On peut également comparer les résultats de cette analyse avec le LCOH des solutions individuelles étudiées à la section 6 (voir Figure 29). On constate sur cette figure que, dans le cas d'un réseau de 1000 logements denses et énergivore, le LCOH de la chaleur distribuée est relativement similaire à celui des chaudières individuelles à mazout ou à biomasse (plaquettes et bûches), toutes solutions techniques qui sont ou seront, à terme, interdites en Région de Bruxelles-Capitale (voir section 4.5.5).

Le LCOH de cette solution de réseau reste plus élevé que le chauffage individuel au gaz naturel mais est nettement plus faible que toutes les autres formes de production de chaleur (chaudière à pellets, PAC, solaire thermique). Le LCOH des autres typologies de réseau est nettement moins intéressant si on le compare aux solutions individuelles.

Sur cette même figure, nous avons indiqué le LCOH de la chaleur distribuée par des chaudières individuelles à condensation alimentée au gaz naturel dans deux scénarios d'évolution d'une éventuelle taxe carbone.

- Evolution basse : de 10 à 100 euros/MWh entre 2020 et 2050
- Evolution haute : de 10 à 300 euros/MWh entre 2020 et 2050

Un exercice similaire est fait dans le cas du tertiaire (cf. Figure 30)

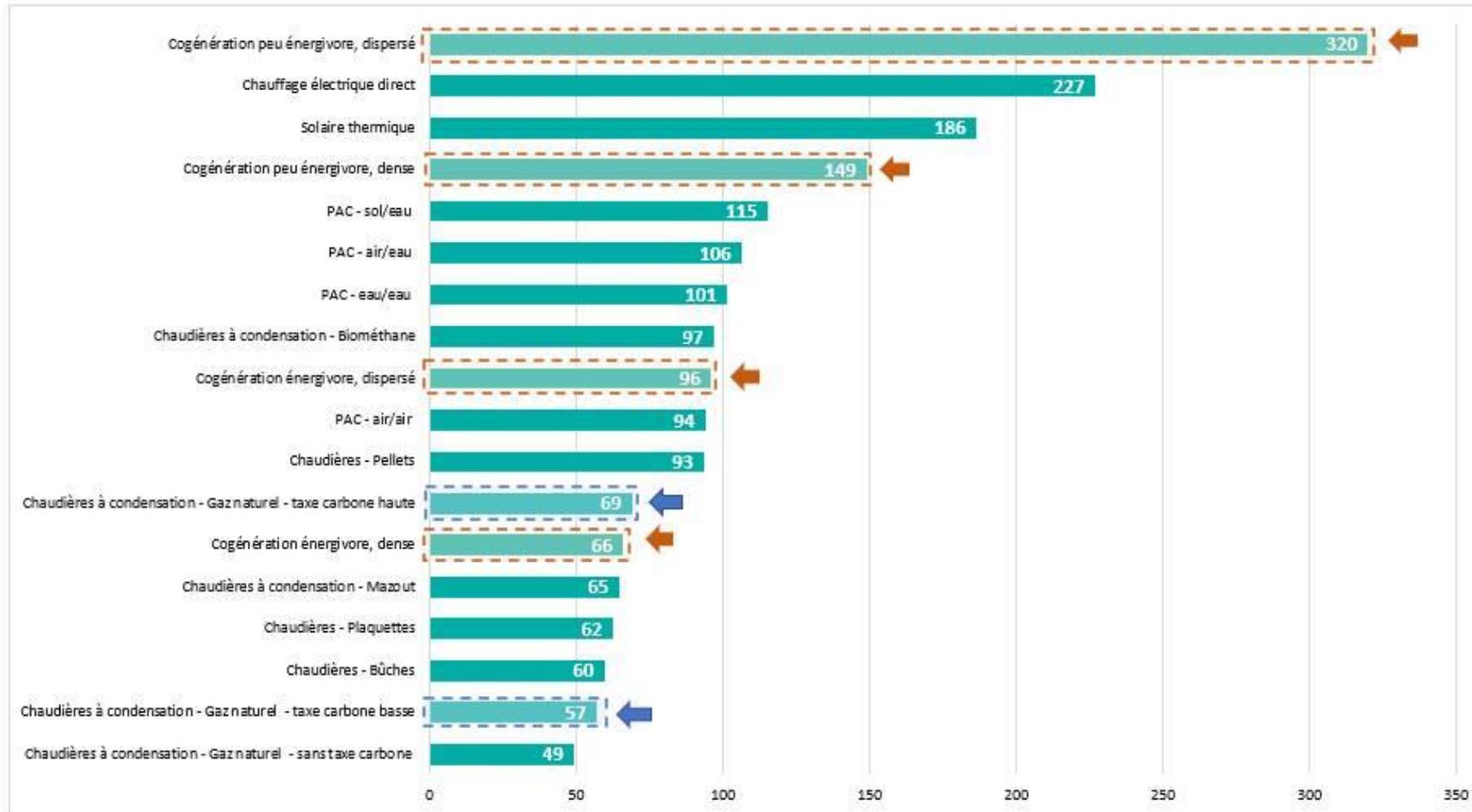


Figure 29 : Comparaison des LCOH des solutions individuelles de production de chaleur et cogénération dans le secteur résidentiel (EUR/MWh)

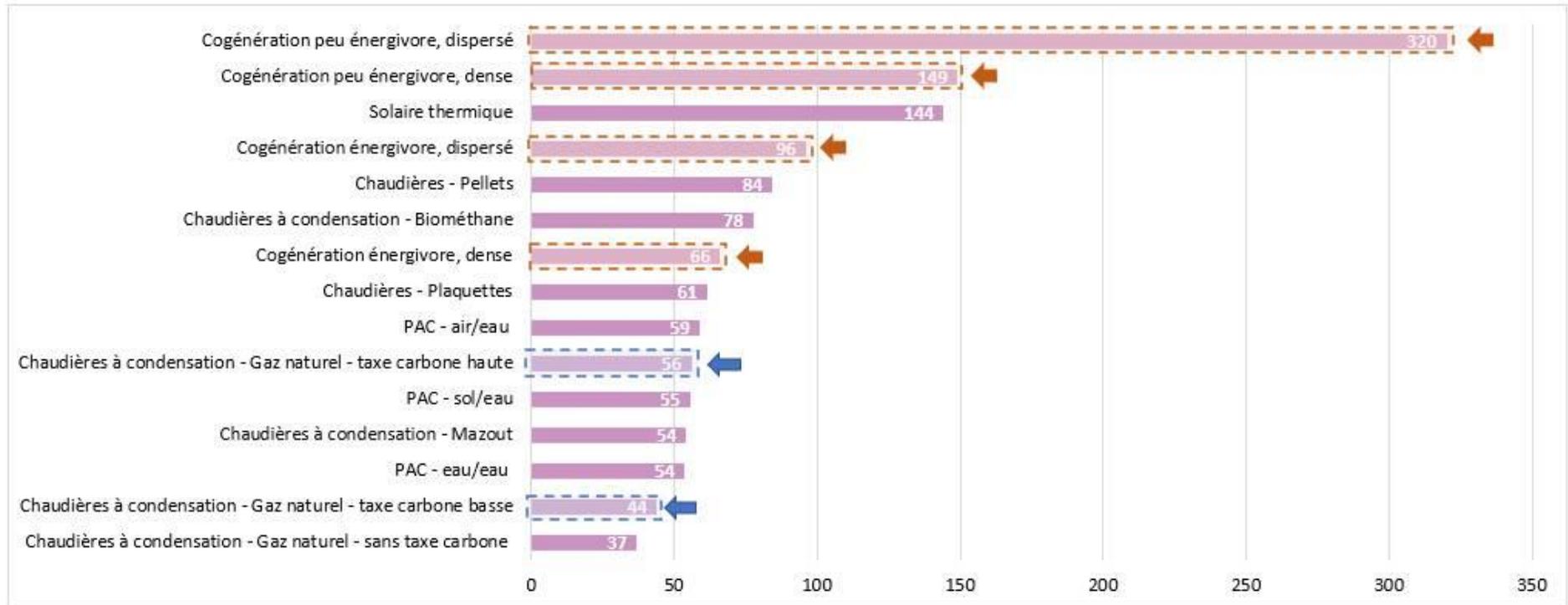


Figure 30 : Comparaison des LCOH des solutions individuelles de production de chaleur et cogénération dans le secteur tertiaire (EUR/MWh)



Un calcul similaire de LCOH peut être réalisé pour d'autres configurations de quartier et d'autres solutions techniques pour la centrale de chauffe. Dans un premier temps, nous avons testé le coût de livraison de la chaleur dans le cas d'un réseau alimentant 4 types de quartiers ne contenant plus que 100 logements mais toujours 20 000 m² d'activités tertiaires.

La centrale de chauffe est inchangée. Il s'agit toujours d'une cogénération et d'une chaudière d'appoint alimentées au gaz naturel. On constate que le LCOH du réseau énergivore dense est proche de la situation du réseau de référence (61 €/MWh contre 66 €/MWh). En revanche, l'augmentation du LCOH est moins marquée pour les réseaux moins denses et/ou moins énergivores. Ce résultat s'explique par un besoin d'investissements plus faible dans le cas de ce réseau nettement plus petit.

Dans la suite du raisonnement et comme le coût de la chaleur distribuée dans un réseau alimentant 100 logements est réduit, seule cette taille de quartier sera encore considérée.

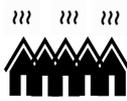
Principales hypothèses	Type de quartier	LCOH [€/MWh]
100 logements, 20000 m ² de tertiaire, Réseau alimenté par une cogénération + chaudière appoint, Gaz naturel.	 Energivore, dense	61
	 Energivore, dispersé	77
	 Peu énergivore, dense	94
	 Peu énergivore, dispersé	148

Tableau 38 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, cogénération gaz naturel)

Dans une perspective de décarbonation complète de la chaleur en Région de Bruxelles-Capitale à l'horizon 2050, il faudra opter pour des réseaux alimentés par des sources d'énergie décarbonées.

Dans un premier temps, nous avons considéré que ce quartier de 100 logements pouvait être alimenté par une cogénération brûlant du biogaz non épuré, contenant de l'ordre de 50 % de méthane, et par une chaudière d'appoint brûlant du biométhane. En effet, les calculs actuels de rentabilité montre qu'il convient de dimensionner l'unité de biométhanisation locale pour qu'elle couvre les besoins de la cogénération. L'alimentation de la chaudière d'appoint est assurée par des combustibles fossiles. Dans le cas présent, nous avons considéré que ce combustible d'appoint serait du biométhane importé d'autres régions ou pays.



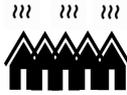
Principales hypothèses	Type de quartier	LCOH [€/MWh]
100 logements, 20000 m ² de tertiaire, Réseau alimenté par une cogénération + chaudière appoint, Biogaz local pour la cogénération, Biométhane importé pour la chaudière.	 Energivore, dense	115
	 Energivore, dispersé	131
	 Peu énergivore, dense	149
	 Peu énergivore, dispersé	203

Tableau 39 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, cogénération biogaz local – chaudière biométhane)

On peut également alimenter le même réseau et une centrale de chauffe équivalente en achetant du biométhane (et demain du gaz de synthèse) produit dans d'autres régions ou pays. Dans ces conditions, le coût de la chaleur délivrée aux différents clients finaux est donné au tableau ci-dessous.

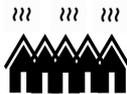
Principales hypothèses	Type de quartier	LCOH [€/MWh]
100 logements, 20000 m ² de tertiaire, Réseau alimenté par une cogénération + chaudière appoint, Biométhane importé.	 Energivore, dense	89
	 Energivore, dispersé	105
	 Peu énergivore, dense	131
	 Peu énergivore, dispersé	185

Tableau 40 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, cogénération biométhane)

Si la centrale de chauffe est équipée de chaudières uniquement, sans cogénérations d'appoint, les coûts de production de la chaleur sont un peu plus élevés puisqu'on ne bénéficie pas de la contribution de la vente d'électricité produite par la cogénération (modélisé comme expliqué au paragraphe 7.3.1). Dans ces conditions et dans le cas du réseau dense et énergivore, le LCOH s'élève à 105 €/MWh.



Principales hypothèses	Type de quartier	LCOH [€/MWh]
100 logements, 20000 m ² de tertiaire, Réseau alimenté par une chaudière, Biométhane.	 Energivore, dense	105
	 Energivore, dispersé	121
	 Peu énergivore, dense	135
	 Peu énergivore, dispersé	189

Tableau 41 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, chaudière biométhane)

Afin de protéger la qualité de l'air, la Région de Bruxelles-Capitale réfléchit actuellement à la place que tiendra le bois dans le mix énergétique bruxellois eu égard aux problèmes de qualité de l'air que sa combustion génère. Nous avons toutefois simulé le LCOH de la chaleur distribuée dans les 4 types de quartiers prédéterminés en supposant que la centrale de chauffe est équipée de chaudières (sans cogénération) qui brûle du bois.

La combustion centralisée du bois, même si elle n'est pas exempte d'émissions problématiques comme les particules fines permet, en effet, de mieux contrôler la qualité des fumées en sortie de cheminée que dans le cas de chauffages individuels au bois.

Dans cette configuration le LCOH de la chaleur distribuée se rapproche fortement de celui que l'on calcule dans le cas d'un réseau alimenté par une cogénération alimentée en gaz naturel. Par ailleurs, si l'on introduit une taxe carbone qui passe de 10 à 300 euros/tonne de CO₂ entre 2020 et 2050, la chaleur fournie par le réseau alimenté par une chaudière au bois devient plus intéressante économiquement que celle fournie par une chaudière à condensation au gaz naturel.

Principales hypothèses	Type de quartier	LCOH [€/MWh]
100 logements, 20000 m ² de tertiaire, Réseau alimenté par une chaudière, Bois.	 Energivore, dense	64
	 Energivore, dispersé	80
	 Peu énergivore, dense	96
	 Peu énergivore, dispersé	150

Tableau 42 : Comparaison des LCOH du chauffage centralisé (100 logements, chaudière bois)



Enfin, nous avons testé la possibilité de construire un réseau de chaleur de 4^{ème} génération (à basse température) pour alimenter un quartier dense et énergivore de 100 logements qui serait situé en bord du canal. Celui-ci serait la source froide d'une pompe à chaleur qui alimenterait l'ensemble du réseau en chaleur à basse température. Si l'électricité consommée par la pompe à chaleur de la centrale de chauffe est issue de sources d'énergie décarbonée, on obtient de la sorte également une production de chaleur centralisée et décarbonée qui présente, en outre, l'avantage d'être totalement exempte d'émissions atmosphériques. Le LCOH de cette solution de production de chaleur est toutefois élevé puisque même dans le cas du réseau dense et énergivore il s'élève à 130 €/MWh.



8. Stratégie de décarbonation de la production de chaleur et de froid

8.1. Analyse SWOT

Ce rapport a pour objectif de faire un état des lieux de la production de chaleur et de froid en Région Bruxelloise. L'analyse entend aller plus loin en proposant des recommandations pour réussir la décarbonation de la production de chaleur et de froid à l'horizon 2050. Premièrement, sur base d'une analyse SWOT, nous rappelons le contexte technico-juridique dans lequel se trouve la Région de Bruxelles-Capitale et nous tentons d'identifier les leviers et les freins de la décarbonation. Deuxièmement, nous dégageons les pistes à activer pour y parvenir.

8.1.1. Identification des forces, faiblesses, opportunités et menaces de la décarbonation de la production de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale

En vue de l'analyse SWOT, il est utile de rappeler le cadre théorique de ce type d'analyse. Une SWOT vise à identifier les forces, faiblesses, opportunités et menaces dont nous reprenons une explication ci-dessous :

- **Forces : facteurs internes** à la Région de Bruxelles-Capitale favorisant la décarbonation de la production de chaleur et de froid à Bruxelles ;
- **Faiblesses : facteurs internes** à la Région de Bruxelles-Capitale nuisant à la décarbonation de la production de chaleur et de froid à Bruxelles ;
- **Opportunités : facteurs externes** à la Région de Bruxelles-Capitale pouvant favoriser la décarbonation de la production de chaleur et de froid à Bruxelles ;
- **Menaces : facteurs externes** à la Région de Bruxelles-Capitale pouvant nuire à la décarbonation de la production de chaleur et de froid à Bruxelles.

L'analyse SWOT est à retrouver ci-dessous :

Facteurs internes à la Région de Bruxelles-Capitale

Forces	<ul style="list-style-type: none">• Profiter du réseau de distribution de gaz dense et largement étendu : le réseau est stratégique car il couvre la quasi-totalité de la région. S'il distribue du gaz naturel actuellement, il pourrait être converti à l'avenir pour distribuer de nouveaux vecteurs énergétiques tels que du biométhane ou même, à plus longue échéance, des gaz de synthèse.• Capitaliser sur la structure urbaine de la ville :<ul style="list-style-type: none">○ (1) Avec un client actif tous les 7 mètres⁷² sur le réseau, Bruxelles jouit d'une importante densité urbaine. La proximité des consommateurs concentre les besoins de chaleur et de froid et doit permettre de réaliser des économies d'échelles, notamment en termes d'infrastructures. La densité urbaine est un critère de rentabilité important pour les réseaux de chaleur notamment car les investissements lourds peuvent être partagés. La cartographie des besoins reprise en section 3 de ce rapport peut aider le décideur à
---------------	---

⁷² Brugel, Rapport annuel 2013, <https://www.brugel.brussels/publication/document/rapports/2014/fr/rapport-19-rapport-annuel-2013.pdf>.



	<p>identifier les zones les plus prometteuses pour garantir une certaine densité.</p> <ul style="list-style-type: none">○ (2) Bruxelles recense une mixité de typologies de quartiers. La présence de quartiers combinant des habitats résidentiels et des immeubles d'affectation tertiaire diversifie les besoins de chaleur et de froid. Leur mutualisation renforce les besoins et donc les économies d'échelles potentielles. A nouveau, la section 3 de ce rapport s'intéresse aux zones aux besoins les plus importants dans la région. <ul style="list-style-type: none">● Tirer profit de la volonté politique locale ambitieuse : lancée comme mesure phare dans le cadre du PNEC, la stratégie rénovation bruxelloise ambitionne de réduire significativement les consommations énergétiques des bâtiments. L'objectif de consommation de 100kWh/m²/an en énergie primaire en moyenne pour les bâtiments résidentiels à l'horizon 2050 doit être atteint via la rénovation et le déploiement des énergies renouvelables.● Maintenir le mécanisme de primes « énergie » : outre l'incitation à s'orienter vers des technologies plus performantes et/ou faisant usage d'énergie d'origine renouvelable, elles permettent de prolonger l'emploi d'infrastructures existantes. A titre d'exemple, le biométhane ou gaz de synthèse pourraient circuler à travers le réseau de distribution de gaz et servir de combustible aux chaudières à condensation subventionnées par des primes. C'est économiquement intéressant dans la mesure où seul le coût du <i>commodity</i> évoluerait et non pas les coûts de distribution, et de transport.● Exploiter la proximité du canal :<ul style="list-style-type: none">○ (1) Le canal pourrait représenter une voie d'acheminement préférentielle pour des matières premières comme la biomasse. Une grande quantité peut ainsi être importée en ville à faible coût tout en évitant les désagréments liés au charroi (trafic, émissions et bruit).○ (2) Le canal peut également servir de source froide pour la production (dé)centralisée de chaleur et de froid comme pour de la géothermie par exemple. Vu les faibles débits du canal, il faut cependant éviter la démultiplication des points de prélèvement au risque de tarir la ressource de sa chaleur. La section 3 de ce rapport analyse les zones ayant les plus grands besoins de chaleur à proximité (1km) du canal.● Tenir compte des certificats verts : ce mécanisme apporte un soutien financier important au développement des cogénérations d'autant plus qu'elles bénéficient de coefficients multiplicateurs qui survalorise la production. Ceci ne s'applique cependant pas pour les logements collectifs car l'électricité produite ne peut être auto-consommée par les habitants du bâtiment, sauf éventuellement dans le cas des communautés d'énergie (voir « opportunités »).
--	---



Faiblesses

- **Pauvreté en Région de Bruxelles-Capitale (faible niveau de salaire) :** avec un taux de risque de pauvreté⁷³ de 31,4% en 2019, la population de la Région de Bruxelles-Capitale est économiquement moins favorisée que celle des autres régions du pays (18,3% en Région wallonne et 9,8% en Région flamande). Cela se traduit potentiellement par un pouvoir d'achat moindre et une capacité inférieure à réaliser des investissements individuels pour décarboner les installations domestiques de production de chaleur et de froid.
- **Un taux de locataire élevé qui renforce le phénomène de *split incentive* :** le concept de *split incentive* est défini comme "une circonstance dans laquelle le flux des investissements et des bénéfices n'est pas réparti de manière optimale entre les parties d'une transaction, biaisant ainsi les décisions d'investissement" (Meyer & Maréchal, 2016). Au registre de ces circonstances, on note que le fort taux de locataire rencontré par la Région bruxelloise renforce le dilemme "locataire-propriétaire". Etant donné que la charge des investissements repose sur le propriétaire mais que celui-ci ne profitera pas des retombées de l'investissement (plus grand confort énergétique, réduction de la facture), il est peu enclin à investir dans la rénovation énergétique. A l'inverse, le locataire n'a que peu d'incitants à adopter des comportements économes en énergie au cas où son loyer comprendrait les charges pour les factures d'énergie.
- **La proportion élevée de copropriétés est un frein au processus de rénovation :** les copropriétés font face à la difficulté de concilier plusieurs avis émanant des différents copropriétaires. Dans le même temps, le *split incentive* existe également dans le cas de figure "copropriétés et syndicats". Les syndicats peuvent être réticents à l'idée d'entamer des travaux d'envergure car ils peuvent générer des tensions entre les copropriétaires et les occupants de l'immeuble. C'est la raison pour laquelle les syndicats auront tendance à opter pour des réparations faciles et peu ambitieuses. La Région bruxelloise est probablement particulièrement sujette à ce phénomène étant donné le haut taux de copropriétés dans la région.
- **La densité urbaine limite le potentiel des énergies renouvelables :**
 - **(1) L'espace pouvant être consacré à la production et au stockage d'énergie de source renouvelable est limité** car la densité de population est élevée. Le manque d'accès au sol rend les travaux difficiles et restreint le déploiement des PAC géothermiques. De même, l'exiguïté du territoire rend très difficile (voire impossible) les projets de solaire thermique à grande échelle comme à Vojens au Danemark (cfr.6.1.2.A.1).
 - **(2) L'utilisation intensive d'une même ressource par plusieurs consommateurs peut entraîner un risque d'épuisement** de la ressource. Un scénario avec de trop nombreux résidents d'un même quartier équipés de sonde géothermique pourrait empêcher un renouvellement de la source d'énergie.

⁷³ Statbel définit le taux de risque de pauvreté comme « la part des personnes ayant un revenu disponible équivalent (après transferts sociaux) inférieur au seuil de pauvreté ». <https://statbel.fgov.be/fr/themes/menages/pauvrete-et-conditions-de-vie/plus>



Opportunités	<ul style="list-style-type: none">• Accroissement des risques de surchauffe : sous l'influence des changements climatiques, les îlots de chaleur créés par la minéralisation de l'espace urbain se renforcent. La demande de froid risque donc d'aller crescendo à l'avenir. Ce phénomène pourrait se renforcer avec la stratégie de rénovation qui pousse pour des bâtiments bien isolés mais qui peuvent éprouver des difficultés à évacuer la chaleur excédentaire une fois qu'elle a pénétré le bâtiment.• Structure urbaine peu propice au charroi de la biomasse : les désagréments (bruit, trafic, pollution) liés à l'acheminement de la biomasse sont particulièrement néfastes en zone urbaine dense.• La faible présence d'industries réduit l'intérêt pour certaines technologies comme la récupération de chaleur fatale.• Le phasing out de l'incinérateur de Neder-Over-Heembeek empêchera de faire usage du gisement potentiel supplémentaire que constitue l'incinérateur de Bruxelles pour servir comme unité centralisé de réseaux.• Certaines normes environnementales réduisent le champ des possibles pour la décarbonation de la production de chaleur et de froid bien qu'elles se justifient pour garantir une certaine qualité de vie dans un contexte urbain :<ul style="list-style-type: none">○ (1) Les normes de qualité de l'air, fixée par l'arrêté du 31 mai 2018, limite le développement des chaudières biomasse à Bruxelles ;○ (2) Les normes environnementales et conditions d'obtention de permis d'environnement, fixés par l'arrêté du 8 novembre 2018, contraignent le déploiement de la géothermie à Bruxelles ;○ (3) Les normes acoustiques, fixées par l'arrêté du 21 novembre 2002, restreignent l'installation de systèmes bruyants tels que les PAC air-air à Bruxelles.• Les anciens réseaux de chaleur pâtissent d'une mauvaise image en Belgique étant donné les arrêts de réseaux historiques tels que Verviers ou Seraing.
---------------------	--

Facteurs externes à la Région de Bruxelles-Capitale

Opportunités	<ul style="list-style-type: none">• Inscrire la stratégie de rénovation dans le 'momentum' créé par le plan de relance national : héritant d'un montant de 395 MEUR pour relancer l'économie bruxelloise, la région a placé la rénovation énergétique au cœur des mesures à prendre. Ce budget doit permettre de favoriser l'opérationnalisation de la stratégie.• Booster la création d'emplois grâce à la quantité de travail nécessaire à la rénovation des bâtiments et l'installation des solutions décarbonées : les compétences nécessaires à ces travaux requerront une grande variété de profils (ouvriers peu qualifiés, experts, bureaux d'études, juristes, etc.), assurant une grande inclusion de tous.• Favoriser le développement des communautés d'énergie : la directive 2019/944 de l'Union Européenne a fixé le cadre légal pour l'introduction de ce nouveau type d'acteur sur le marché de l'énergie. En se constituant en « communauté d'énergie », les membres d'une même communauté peuvent échanger entre eux de l'énergie. Dans ce cadre, la cogénération gagne en intérêt car l'électricité excédentaire produite peut être valorisée alors qu'elle aurait été réinjectée, sans contrepartie financière, sur le réseau autrement.
---------------------	--



	<ul style="list-style-type: none">• Optimiser les critères de décision pour penser la rénovation de manière collective plutôt qu'individuelle : au-travers de la stratégie de rénovation, la région s'est fixé une ambition élevée de rénovation énergétique. Il est important d'établir des critères objectifs pour réaliser des arbitrages lorsqu'une rénovation collective est plus intéressante qu'une rénovation individuelle. Par exemple, il pourrait être pertinent d'étudier la possibilité à l'échelle d'un quartier de mettre en œuvre un réseau de chaleur alimenté par une centrale biomasse. Auquel cas, moins de rénovation énergétique des bâtiments devrait être envisagée et les nuisances en termes de qualité de l'air serait moindres qu'en cas de solution individuelle – le contrôle des émissions étant d'ailleurs plus facile sur des installations de taille supérieure.• Considérer les réseaux de production de chaleur et de froid : les réseaux de chaleur 4^{ème} génération permettent l'intégration des énergies renouvelables, offre des possibilités de stockage et fonctionnent selon des plages de températures plus basses. En mutualisant la demande de chaleur et de froid sur un même réseau, ce qui particulièrement adapté pour les quartiers mixtes résidentiel/tertiaire Bruxellois, les réseaux d'eau tempérée renforcent leur rentabilité. La section 3 de cette étude fait l'analyse des zones potentiellement pertinentes pour accueillir des réseaux sur base de leur densité énergétique de chaleur. En outre, les pertes thermiques étant directement liés à la différence de température entre l'intérieur de la canalisation et le milieu, une des réseaux basses températures réduit proportionnellement ces pertes. Ils présentent donc des avantages certains d'un point de vue énergétique dans le cadre de la décarbonation. La section 7 illustre néanmoins la difficulté économique rencontrée par ces réseaux. A moins d'un quartier dense et énergivore, les LCOH estimés sont élevés et font des réseaux une solution actuellement peu rentable.
<p>Menaces</p>	<ul style="list-style-type: none">• Evaluer la contradiction possible entre la rentabilité des réseaux de chaleur/froid et la rénovation énergétique des bâtiments : étant donné les investissements importants en termes d'infrastructures et d'entretiens, les réseaux doivent pouvoir compter sur une demande de chaleur et/ou de froid importante et stable pour être rentable économiquement. Cependant, la rénovation énergétique des bâtiments ambitionne de réduire la consommation énergétique de ceux-ci.• Anticiper les difficultés de contractualisation pour les réseaux de chaleur : outre une demande stable, l'offre de chaleur doit également être garantie pour l'utilisateur. La contractualisation entre les deux parties doit donc prévoir les complications engendrées par l'arrêt de la production ou de la consommation :<ul style="list-style-type: none">○ <i>Producteur</i> : le réseau a besoin d'un tissu de consommateurs stable. Les consommateurs doivent avoir confiance en ce réseau et ne pas connaître des pannes trop récurrentes au risque de les voir retourner vers des solutions individuelles. Ceci explique les grands frais d'entretien récurrents et les coûts importants de ces réseaux. Dans le cas d'une consommation assurée par un nombre limité d'acteurs comme une entreprise, le producteur doit pouvoir anticiper contractuellement l'arrêt de l'activité de cette entreprise.



	<ul style="list-style-type: none">○ <i>Utilisateur</i> : un réseau risque d'être handicapé par l'arrêt de la production (p.ex. pour cause de faillite). Auquel cas, des travaux seront nécessaires pour rééquiper un utilisateur avec une solution individuelle. Ceci peut s'accompagner de coûts importants voir de difficultés financières pour une entreprise ayant reposé son business model sur l'utilisation d'énergie issue d'un réseau.• Considérer objectivement la durabilité de la biomasse : lorsque utilisée comme bioénergie, la durabilité de la biomasse est parfois remise en question étant donné les émissions associées au transport et à l'émission de CO₂ autrement stocké s'il n'avait pas été fait usage de cette biomasse.• Evaluer la disponibilité de la biomasse
--	---



8.2. Pistes prioritaires à activer pour décarboner la chaleur et le froid en RBC

Cette section du rapport vise à identifier, en fonction de tous les éléments qui ont été analysés au cours de cette étude, la stratégie qu'il convient de mettre en œuvre pour permettre la décarbonation de la demande de chaleur et de froid des bâtiments en Région de Bruxelles-Capitale à l'horizon 2050.

Pour atteindre cet objectif différentes pistes peuvent être activées. Il convient tout d'abord de réduire les besoins de chaleur et de froid soit par une modification des comportements des consommateurs soit par une meilleure performance énergétique du chauffage des bâtiments (enveloppe et système de chauffage).

Ensuite, il convient d'assurer les besoins résiduels de chaleur et de froid par des moyens décarbonés. Le besoin de chaleur estimé à 5.8 TWh dans un scénario de rénovation accéléré (cf. section 2), devra retenir toute l'attention des Autorités bruxelloises. L'électricité, que ce soit au travers de pompes à chaleur ou même parfois de chauffage électrique direct, pourra jouer ce rôle si sa production est également décarbonée ce qui n'est pas le cas aujourd'hui mais qui le sera de plus en plus à mesure que la part de renouvelable dans le parc de production augmentera. La biomasse pourrait également être une partie de la solution de la décarbonation des besoins de chauffage mais elle ne pourra être déployée qu'en tenant compte de ses impacts négatifs en termes d'émissions dans l'air (PM,...) et des contraintes qui pèsent sur la durabilité de la ressources. Enfin à plus long terme, les combustibles de synthèse produits à partir de sources d'énergie décarbonées pourraient compléter le mix énergétique de la demande de chaleur et de froid si leur coût environnemental et économique de production se réduit fortement.

Les paragraphes reprennent une liste de mesures à prendre des points de vue techniques, juridiques, économiques et financiers pour permettre la décarbonation de la production de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale. Chacune de ces mesures est décrite brièvement puis ses implications économiques (y compris en termes d'emplois) et juridiques sont citées. Enfin, un indicateur de délai de mise en œuvre est proposé. Trois horizons temporels sont envisagés : le court terme (i.e. au cours de cette législature), le moyen terme (i.e. avant 2030) le long terme (i.e. entre 2030 et 2050).

8.2.1. Pistes techniques

- **Mettre en place une stratégie d'activation du potentiel de rénovation collective du bâti.** A la section 7.4 nous avons montré que le LCOH de la chaleur distribuée via un réseau est trois fois plus élevé pour un quartier peu énergivore (standard 2050) que pour un quartier dont les consommations sont similaires à la moyenne des consommations observées aujourd'hui. Dans ces conditions, si l'on veut développer des réseaux de chaleur sur le territoire bruxellois, il faudra déterminer quels sont les quartiers dans lesquels une rénovation collective, plutôt que des rénovations individuelles, devra être entreprise en intégrant directement la rentabilisation d'un réseau de chaleur sur le long terme. Cela signifie que dans ces cas-là, la rénovation peut, potentiellement, être poussée moins loin que dans le cas de rénovations individuelles. Il s'agit, toujours dans ces cas, de laisser au responsable de la rénovation collective le soin de déterminer le meilleur équilibre entre niveau de rénovation et fourniture de chaleur décarboné. L'objectif de cette rénovation collective doit être la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette réflexion aura toute sa place dans la mise en œuvre de l'Alliance Emploi Rénovation voulue par le Gouvernement bruxellois.
 - Implications économiques : Très faibles (le coût de l'étude).
 - Implications en termes d'emplois : Nulles .



- Implications juridiques et législatives : potentiellement importantes. Cela nécessiterait de revoir la stratégie de rénovation pour y intégrer cette notion de rénovation collective.
- Délai de mise en œuvre : Court terme.
- **Développer des projets pilotes de réseaux de chaleur décarbonée.** Une fois qu'on aura déterminé précisément quels sont les quartiers où il est préférable de fournir de la chaleur décarbonée (ou du froid) via un réseau de chaleur, il sera opportun d'expérimenter en 'vraie grandeur' le déploiement de ce genre de solution. Cela pourra se faire via un appel d'offres de rénovation collective d'un quartier qui pourrait être financé via des partenariats publics privés. Comme il s'agira de construire des réseaux de chaleur décarbonée, la solution la plus simple serait de les alimenter par de la biomasse. On sait que la combustion de biomasse est soumise à des fortes exigences environnementales en Région de Bruxelles-Capitale, toutefois cette solution centralisée devrait permettre de réduire fortement les nuisances de la biomasse en termes d'émissions de polluants atmosphériques (hors CO₂). Il faudra aussi s'assurer que la biomasse utilisée soit produite de façon durable.
 - Implications économiques : potentiellement importantes pour le budget régional. Tout dépendra du mode de financement du projet et de l'implication des partenaires privés.
 - Implications en termes d'emplois : création d'emploi intéressante pour la construction des réseaux et de la centrale de chauffe.
 - Implications juridiques et législatives : pourrait nécessiter certaines dérogations en matière d'obligations de rénovation individuelles si le cadre bruxellois n'est pas adapté.
 - Délai de mise en œuvre : Moyen terme.
- **Etudier la faisabilité des réseaux de 4^{ème} génération.** A côté de réseau de chaleur alimenté par de la biomasse, il serait également opportun d'étudier la faisabilité de développer des réseaux de chaleur (ou de froid) de 4^{ème} génération à basse température qui pourrait utiliser le canal comme source froide d'une centrale de chauffe. De nombreuses questions à la fois techniques et économiques restent toutefois ouvertes (potentiel réel du canal sans surexploitation du gisement thermique, intérêt économique,...) qui devront être analysées dans une étude spécifique.
 - Implications économiques : néant (le coût de l'étude)
 - Implications en termes d'emplois : Nulles.
 - Implications juridiques et législatives : Nulles.
 - Délai de mise en œuvre : Court terme.
- **Adapter le cadre législatif pour permettre l'injection de biométhane dans le réseau bruxellois et son utilisation.** L'analyse SWOT montre que l'étendue du réseau de gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale est une des forces que peuvent utiliser les Autorités bruxelloises pour décarboner la production de chaleur et de froid. En effet, celui-ci pourrait très facilement acheminer du biométhane produit sur ou en dehors du territoire régional pour assurer une partie des besoins résiduels de chaleur. L'utilisation de biométhane ne nécessitera ni adaptation du réseau ni modifications importantes des installations de combustions chez les consommateurs finaux. La traçabilité du biométhane pourrait être assuré via un système de Label de Garantie d'Origine (LGO) (BRUGEL, 2017). Il faut toutefois être conscient du fait que le potentiel de biométhane produit en Belgique restera limité au regard de la consommation totale. Une récente étude (VALBIOM, 2019) indique que le potentiel de production de biométhane injectable dans le réseau s'élève à 15.6 TWh alors que la consommation intérieure brute de la Belgique, en 2019, est de 193 TWh (FEBEG, 2019). Par ailleurs, la capacité de production de biométhane sur le territoire bruxellois sera nécessairement faible par rapport aux besoins énergétiques régionaux.



- Implications économiques : Le biométhane est un combustible qui reste plus coûteux que le gaz naturel néanmoins la situation pourrait évoluer favorablement si une tarification carbone progressive était mise en place.
 - Implications en termes d'emplois : Nulles
 - Implications juridiques et législatives : Réelles mais certainement pas majeures
 - Délai de mise en œuvre : Court terme
- **Définir une stratégie de couverture décarbonée des besoins résidentiels après rénovation**

Après la mise en place de la Stratégie de Rénovation, le besoin de chaleur de la Région de Bruxelles-Capitale s'élèvera toujours à 5.8 TWh qu'il faudra couvrir par des formes d'énergie décarbonée (voir section 2). Le biométhane ne pourra représenter, au mieux, qu'une fraction de cet approvisionnement du fait de sa disponibilité réelle. La combustion de la biomasse solide se heurtera, quant à elle, à des normes d'émissions atmosphériques très strictes qui ne devraient plus autoriser que quelques solutions centralisées de réseaux de chaleur. De même, l'utilisation de la biomasse solide sera également limitée à son potentiel d'exploitation durable. Dans ces conditions, il sera nécessaire que la Région de Bruxelles-Capitale analyse précisément comment les besoins résiduels de chaleur (et de froid) pourront être couverts à l'horizon 2050. En première analyse, il apparaît que l'essentiel de ces besoins devront être couverts par des systèmes de chauffage électrique comme des pompes à chaleur, du chauffage électrique direct ou encore des réseaux de 4^{ème} génération alimentés par des pompes à chaleur centralisées. Notons que cette solution d'électrification du chauffage n'aura un sens climatique que si la production électrique est décarbonée, ce qui devrait être le cas d'ici 2050.

 - Implications économiques : Très faibles (le coût de l'étude).
 - Implications en termes d'emplois : Nulles.
 - Implications juridiques et législatives : Nulles.
 - Délai de mise en œuvre : Court terme.
- **Adapter le cadre législatif pour permettre l'injection de gaz de synthèse dans le réseau bruxellois et leur utilisation.** Le potentiel de biométhane restera limité tout comme la disponibilité de la biomasse en général. En revanche, le potentiel de production de gaz de synthèse est a priori beaucoup plus important si l'on envisage des importations de pays tiers. Même si ces solutions restent très peu rentables actuellement, la situation pourrait changer dans le futur du fait de la baisse des coûts de production mais aussi de l'introduction progressive de tarification carbone à l'échelle belge et européenne. Ces gaz de synthèse pourront être produits à partir d'excédent d'électricité décarbonée produite en Belgique ou à l'étranger. L'injection d'hydrogène est possible dans le réseau de gaz naturel existant dans des proportions limitées (de l'ordre de 10%) même si cette option devra prouver sa pertinence technique et économique. Au-delà, il sera possible de faire appel à du méthane de synthèse qui ne nécessitera pas d'adaptation du réseau ni des installations de combustion.
 - Implications économiques : Les coûts de production des gaz de synthèse est actuellement très élevé par rapport aux solutions fossiles. Néanmoins le *spread* entre les gaz de synthèse et le gaz naturel devrait évoluer favorablement avec l'amélioration des solutions technologies (baisse des coûts de production des gaz de synthèse) et avec l'introduction d'une tarification carbone progressive (renchérissement progressif des prix du gaz naturel fossile).
 - Implications en termes d'emplois : Nulles
 - Implications juridiques et législatives : Réelles mais certainement pas majeures
 - Délai de mise en œuvre : Long terme



8.2.2. Pistes juridiques :

- **Adapter le cadre législatif des communautés d'énergie pour favoriser la cogénération par immeuble et le chauffage par pompes à chaleur.** La transposition des Directives 2018/2001 et 2019/944 définira en droit bruxellois le concept de communautés d'énergie renouvelable, locale et citoyenne ainsi que l'autoconsommation collective d'électricité. Pour favoriser le développement de la cogénération au sein d'immeuble à appartements il conviendrait d'adapter le cadre législatif de telle sorte à faciliter l'autoconsommation de la production électrique d'installations de cogénération au sein d'un même immeuble. Une telle adaptation améliorera la rentabilité des projets de cogénération ce qui pourrait annuler l'importance du facteur multiplicateur pour l'octroi de CV dans le cadre d'immeubles à appartements. Il faut toutefois noter que les meilleures cogénérations sont alimentées en gaz naturel. Dès lors il faudra donner l'assurance aux futurs investisseurs qu'à l'horizon 2050, leurs nouvelles installations pourront être approvisionnées en biométhane ou en gaz de synthèses sans quoi ils renonceront à s'engager dans de tels projets. Notons enfin que les facilités accordées à l'autoconsommation collective au sein d'un même immeuble ou d'une communauté d'énergie pourraient favoriser l'électrification du chauffage via des pompes à chaleur.
 - Implications économiques : A priori, les finances publiques ne devraient pas être impactées par ces adaptations mais elles pourraient être économiquement intéressantes pour les consommateurs.
 - Implications en termes d'emplois : un développement plus important de la cogénération au sein d'immeubles à appartements et des solutions de chauffage par pompes à chaleur sera certainement générateur d'emplois.
 - Implications juridiques et législatives : Réelles mais certainement pas majeures
 - Délai de mise en œuvre : Court terme

8.2.3. Pistes économiques :

- **Maintenir un système de primes et de prêts pour les solutions décarbonées les plus pertinentes.** Pour soutenir chaque acteur, qu'il soit résidentiel ou professionnel, un soutien public reste pertinent à la fois pour aider financièrement l'installation de solutions de chauffage ou de froid décarbonées mais aussi pour donner une indication sur les technologies que recommandent les Autorités publiques. Le niveau d'intervention nécessaire des Autorités publiques pourra, le cas échéant, s'appuyer sur un calcul de LCOH tel que nous l'avons utilisé dans la section 6. Comme le réseau de gaz naturel pourrait être un des éléments clés de la stratégie de décarbonation de la Région de Bruxelles-Capitale (grâce au biométhane et à plus long terme au gaz de synthèse), les primes à l'installation de chaudière au gaz naturel à condensation restent pertinentes. Néanmoins, elles devraient ne plus être accordées qu'après une rénovation en profondeur du logement pour s'assurer qu'elles ne sont pas surdimensionnées et ne couvrent plus que les besoins résiduels (et incompressibles) du bâti en question. Dès lors, les aides à la rénovation restent, bien sûr, la première priorité. Ce sont elles qui permettront de diminuer les besoins énergétiques de chauffage et de froid.
 - Implications économiques : Le coût pour les pouvoirs publics sera fonction du niveau de soutien décidé.
 - Implications en termes d'emplois : la transition énergétique sera une source majeure de création d'emplois dans le futur.
 - Implications juridiques et législatives : Nulles



- Délai de mise en œuvre : Court terme
- **Mettre en place une tarification électrique favorable au chauffage par pompes à chaleur et au stockage d'électricité renouvelable sous forme de chaleur.** Une des voies pour décarboner la demande résiduelle de chaleur et de froid est de l'électrifier. Dans ces conditions, il semble pertinent d'utiliser les leviers dont disposent la Région (dans le respect des compétences tarifaires du régulateur) pour favoriser le chauffage par pompes à chaleur mais aussi le stockage d'électricité sous forme de chaleur. A ce propos, on peut rappeler que c'est une option qui a été mise en œuvre en Belgique au début du programme électronucléaire avec la tarification bihoraire (pour le chauffage d'ECS) et l'exclusif nuit (pour le chauffage par accumulation). Ils avaient tous deux pour objectif de stocker sous forme de chaleur l'électricité excédentaire produite par les centrales nucléaires pendant la nuit.
 - Implications économiques : A priori, les finances publiques ne devraient pas être impactées par ces adaptations mais elles pourraient être économiquement intéressantes pour les consommateurs.
 - Implications en termes d'emplois : les solutions de chauffage par pompes à chaleur devraient être génératrices d'emplois.
 - Implications juridiques et législatives : Réelles
 - Délai de mise en œuvre : Court terme (pour la nouvelle période tarifaire)
- **Favoriser les partenariats public-privé et le tiers investissement dans le développement de réseaux de chaleur décarbonés.** Actuellement, il existe des formes de tiers investissements qui portent sur la seule amélioration des performances énergétiques de groupes plus ou moins étendus de bâtiments. Une stratégie de rénovation collective, intégrant la mise en place de réseaux de chaleur décarbonés dans les cas où cela se justifie, devrait permettre l'émergence de partenariats publics privés dont l'objectif est non plus l'amélioration des performances énergétiques mais la neutralité carbone à un horizon de temps déterminé (au plus tard en 2050) d'un quartier ou d'un ensemble de logements déterminés.
 - Implications économiques : potentiellement importantes pour le budget régional. Tout dépendra du mode de financement du projet et de l'implication de partenaires privés.
 - Implications en termes d'emplois : création d'emplois intéressante pour la construction des réseaux et de la centrale de chauffe.
 - Implications juridiques et législatives : pourrait nécessiter certaines dérogations en matière d'obligations de rénovation individuelles si le cadre bruxellois n'est pas adapté
 - Délai de mise en œuvre : Moyen terme
- **Mettre en place une tarification carbone.** De l'avis de nombreux économistes, la mise en place d'une tarification carbone est une condition essentielle à la réussite de la transition énergétique⁷⁴. Comme il est difficile de l'envisager dans le cadre des compétences de la Région de Bruxelles-Capitale, elle devrait être soutenue par les Autorités bruxelloises au niveau fédéral. Il faut toutefois noter qu'une tarification carbone pourrait, malgré tout, être mise en place à Bruxelles sans attendre les autres entités fédérées si cette tarification fait partie de l'arsenal de la fiscalité environnementale bruxelloise.
 - Implications économiques : potentiellement importantes et positives pour le budget régional. Une taxe carbone pourrait aider à financer la transition énergétique

⁷⁴ Voir par exemple, l'interview du Gouverneur de la Banque Nationale de ce 12 février 2021. <https://www.lecho.be/economie-politique/belgique/general/la-banque-nationale-plaide-pour-une-taxe-co2/10283893.html>



bruxelloise et pourrait permettre des effets redistributifs vers les ménages qui en ont le plus besoin.

- Implications en termes d'emplois : L'impact net en termes de création d'emplois d'une taxe carbone est difficile à estimer et sort du cadre de cette étude.
- Implications juridiques et législatives : importantes, il faudrait adapter les législations fédérales (et/ou régionales). Par ailleurs, la mise en place d'une tarification carbone est politiquement très délicate.
- Délai de mise en œuvre : Moyen terme

8.2.4. Pistes financières :

- **Mettre en place un fonds de garantie pour les réseaux de chaleur de 4^{ème} génération.** Le canal pourrait potentiellement servir de source froide à un réseau de chaleur de 4^{ème} qui travaille à basse température. Néanmoins, les incertitudes restent nombreuses quant à la rentabilité et aux difficultés techniques que poseront concrètement ce genre d'installation. Pour rassurer les investisseurs potentiels, la Région pourrait mettre en place un fonds de garantie qui serait utilisé pour sécuriser les investissements dans ces réseaux novateurs.
 - Implications économiques : potentiellement importantes et cela aura un impact négatif sur le ratio d'endettement de la Région de Bruxelles-Capitale mais, en principe, ces fonds pourront être récupérés à l'issue d'une période déterminée.
 - Implications en termes d'emplois : si ce fonds permet de favoriser la création de réseaux de chaleur de 4^{ème} génération, l'impact en termes d'emplois sera lié à leur construction et à leur entretien.
 - Implications juridiques et législatives : Faibles voire nulles.
 - Délai de mise en œuvre : Moyen terme

8.2.5. Autres pistes :

- **Communiquer sur l'importance de la transition et sur la politique bruxelloise associée.** La communication et l'information sur les politiques mises en place pour assurer la transition énergétique bruxelloise resteront fondamentales. Elles sont importantes pour assurer l'adhésion de la population à des mesures qui peuvent paraître contraignantes (obligations d'augmenter les standards d'isolation des logements,...).
 - Implications économiques : Faibles, liées aux budgets alloués aux campagnes de communication.
 - Implications en termes d'emplois : Nulles
 - Implications juridiques et législatives : Nulles.
 - Délai de mise en œuvre : Court terme
- **Former les professionnels de tous les secteurs concernés.** La transition énergétique demandera une adhésion sans faille de l'ensemble de la société et mobilisera des ressources humaines, techniques, économiques considérables. Face à ce défi, il importe de pouvoir compter sur des professionnels compétents qui réaliseront avec qualité et au moindre coût les chantiers de la rénovation énergétique du bâti bruxellois. L'Alliance Emploi Rénovation comprend précisément un volet de formation des acteurs. Par ailleurs, cette mobilisation des professionnels sera génératrice d'emplois, en partie, locaux.



- Implications économiques : fonction des budgets de formation qui seront prévus dans l'Alliance Emploi Rénovation.
- Implications en termes d'emplois : Importantes, la rénovation du bâti est créatrice de nombreux emplois qu'ils soient qualifiés ou non.
- Implications juridiques et législatives : Faibles voire nulles.
- Délai de mise en œuvre : Court terme



8.3. En guise de conclusions

La transition énergétique en Région de Bruxelles-Capitale a démarré et est soutenue par de nombreuses politiques et orientations stratégiques (cf. section 4). Dans une perspective de long terme, c'est l'ensemble des besoins de chauffage et de froid qui devront être décarbonés. Pour y arriver, il faudra, bien sûr, améliorer encore fortement la performance énergétique du bâti bruxellois comme c'est d'ailleurs prévu dans la stratégie de rénovation.

Les besoins résiduels de chaleur et de froid devront être couverts par des sources d'énergie décarbonées. Une partie de ceux-ci pourront être électrifiés. Si temporairement, le parc de production électrique émettra plus de CO₂ avec la fermeture des centrales nucléaires, il deviendra de moins en moins émetteur de CO₂ à mesure que progressera le renouvelable dans le mix de production. Les pompes à chaleur individuelles sont donc appelées à assurer une part croissante des besoins de chaleur et de froid. Dans une moindre mesure, le chauffage électrique direct pourrait participer à la couverture de la demande de chaleur.

Dans certaines configurations particulières (cf. section 7), les réseaux de chaleur pourront couvrir une partie des besoins bruxellois mais ils devront impérativement être alimentés par des sources d'énergie décarbonées pour ne pas compromettre l'objectif global de décarbonation bruxellois. Comme le potentiel de récupération de chaleur fatale est très réduit voire inexistant à long terme (phasing out de l'incinérateur de Neder-Over-Heembeek), la Région de Bruxelles-Capitale pourrait développer des réseaux de chaleur brûlant des combustibles renouvelables qu'il s'agisse de biogaz produit localement ou même de bois si les normes relatives à la qualité de l'air le permettent. La Région de Bruxelles-Capitale pourrait également tester la faisabilité de réseaux de chaleur de 4^{ème} génération le long du canal ou ailleurs.

Au-delà de l'électrification des besoins de chaleur et des solutions collectives, la Région de Bruxelles-Capitale pourrait utiliser son réseau de gaz naturel particulièrement étendu et dense. Si aujourd'hui il sert à distribuer un gaz fossile émetteur de CO₂, il pourra, dans le futur, être converti, en principe sans frais, pour acheminer un gaz neutre en carbone vers les différents utilisateurs résidentiels et professionnels. Dans un premier temps, il pourra s'agir de biométhane qui aura été produit en Région de Bruxelles-Capitale ou dans d'autres régions ou pays. A plus long terme, on pourrait y injecter des gaz de synthèse, éventuellement importés. Au-delà de la couverture des besoins de chaleur et de froid, le réseau actuel de gaz bruxellois pourrait d'ailleurs participer à la décarbonation de la mobilité bruxelloise en alimentant des stations-services vendant du CNG neutre en carbone.

Malgré son caractère très urbain, la Région de Bruxelles-Capitale dispose donc d'atouts non négligeables pour décarboner ses besoins de chaleur et de froid à l'horizon 2050. Pour y arriver il importe toutefois d'orienter les choix d'investissements de tous les acteurs, qu'ils soient résidentiels, professionnels ou institutionnels, dans une perspective de long terme. Dès à présent, il faut penser *'future proof'*.



Références bibliographiques

- ADEME. (2015). *Etude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux installations biomasse énergie des secteurs collectifs et industriels : Production biomasse et distribution de chaleur*. Récupéré sur <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/couts-investissement-exploitation-installations-biomasse-energie-2015-synthese.pdf>
- ADEME. (2019). *Fonds chaleur 2020 - Réseaux de chaleur : Fiche descriptive des conditions d'éligibilité et de financement*. Récupéré sur ADEME: <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-descriptive-eligibilite-financement-reseaux-chaleur-2020.pdf>
- ADEME. (2020). *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France*. Récupéré sur <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/couts-energies-renouvelables-et-recuperation-donnees-2019-010895.pdf>
- ADEME. (2020). *Les réseaux de chaleur*. Récupéré sur ADEME: <https://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/transport-lenergie/reseaux-chaleur>
- Antwerp, S. -U. (s.d.). *De energievraag en de besparingmogelijkheid in de tertiaire sector in België 1992-2003*.
- APERe. (2020). *Observatoire belge des énergies renouvelables*. Récupéré sur APERe: <http://apere.org/fr/observatoire-energies-renouvelables>
- architecture et climat. (s.d.). *Evaluer l'efficacité de la production frigorifique*. Récupéré sur Energie+: <https://energieplus-lesite.be/evaluer/froid-alimentaire5/evaluer-l-efficacite-de-la-production-frigorifique-associee/>
- Architecture_et_Climat, & CSTC. (2018). *MEASURE*.
- BRUGEL. (2017). *Etude technicoéconomique sur le développement d'un réseau d'infrastructures de points de ravitaillement en GNC ouverts au public au sein de la RBC*. Récupéré sur https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2017/fr/Etude_initiative_23_FR_CNG.pdf
- Bruxelles Environnement. (2016). *Micro-réseaux de chaleur : synergie entre chauffage urbain et valorisation énergétique des déchets*. Récupéré sur https://environnement.brussels/sites/default/files/user_files/sem_2-161118-11-dvl-fr-96dpi.pdf
- Bruxelles_Environnement_1. (2020). *Guide Bâtiment Durable : Dispositif | Pompe à chaleur*. Récupéré sur Bruxelles Environnement: <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/choisir.html?IDC=10381>
- Bruxelles_Environnement_2. (2020). *Guide cogénération*. Récupéré sur <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/cogeneration.html?IDC=10442#3>
- Bruxelles_Environnement_3. (2020). *Guide Bâtiment Durable : Appliquer une stratégie de refroidissement passif*. Récupéré sur Bruxelles Environnement: <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/appliquer-une-strategie-de-refroidissement-passif.html?IDC=22&IDD=5981>
- Bruxelles_Environnement_4. (2020). *Guide bâtiment durable : Choisir les meilleurs modes de production de refroidissement renouvelable*. Récupéré sur <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/aspects-techniques.html?IDC=6387>
- Bruxelles_Environnement_5. (2020). *Guide du bâtiment durable : Système DRV*. Récupéré sur Bruxelles Environnement: <https://www.guidebatimentdurable.brussels/fr/systeme-drv.html?IDC=9571>
- Bruxelles-Capitale, R. d. (2019). *Plan énergie climat 2030*. Bruxelles.
- Chauffage-Info. (2020). *Radiateur électrique: réalisations et prix*. Récupéré sur Chauffage-Info: <https://www.chauffage-info.be/chauffage-electrique/radiateur-electrique#:~:text=Prix%20radiateurs%20%C3%A9lectriques,%E2%82%AC1800%20et%20%E2%82%AC3800.>



- CREG. (2020). *Analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'énergie – 1er semestre 2020*. Récupéré sur CREG: <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Prices/EvolPrFR.pdf>
- Energie Plus. (2020). *Choisir un système à Débit de Réfrigérant Variable*. Récupéré sur Energie Plus: https://energieplus-lesite.be/concevoir/climatisation3/choisir-un-systeme-particulier/choisir-un-systeme-a-debit-de-refrigerant-variable/#Quand_opter_pour_un_systeme_a_debit_refrigerant_variable
- Energie Plus. (2020). *Choisir une production de froid "alternative" (freechilling, refroidissement adiabatique, géothermie, climatisation solaire)*. Récupéré sur Energie Plus: https://energieplus-lesite.be/concevoir/climatisation3/choisir-la-production-de-froid/choisir-une-production-de-froid-alternative-freechilling-refroidissement-adiabatique-geothermie-climatisation-solaire/#Quand_opter_pour_un_freechilling
- Energie Plus. (2020). *Climatisation à débit de réfrigérant variable*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/climatisation8/systemes-d-emission-de-froid/systemes-autonomes-a-detente-directe/climatisation-a-debit-de-refrigerant-variable/>
- Energie Plus. (2020). *Machine frigorifique à ab/adsorption*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/climatisation8/production-de-froid/machine-frigorifique-a-ab-adsorption/>
- Energie Plus. (2020). *Mettre en place un free-chilling*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/ameliorer/climatisation/ameliorer-l-installation-frigorifique-associee/mettre-en-place-un-free-chilling/>
- Energie Plus. (2020). *Pompes à chaleur gaz*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/chauffage10/chauffage-par-pompe-a-chaleur2/pompes-a-chaleur-gaz-d1/>
- Energie Plus. (2020). *Puits canadien*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/ventilation8/ventilation-hygienique/composants-de-la-ventilation/puits-canadien/>
- Energie Plus. (2020). *Système tout air, à débit constant, mono-gaine*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/climatisation8/systemes-d-emission-de-froid/systemes-sur-l-air/systeme-tout-air-a-debit-constant-mono-gaine/>
- Energie Plus. (2020). *Technologies alternatives : trigénération*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/cogeneration9/technologies-alternatives/#Trigeneration>
- Energie Plus. (2020). *Ventilation intensive naturelle d'été*. Récupéré sur Energie Plus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/ventilation8/ventilation-intensive/ventilation-intensive-naturelle-d-ete/>
- EnergiePlus. (2020). *Capteur solaire à eau chaude*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/eau-chaude-sanitaire11/differents-preparateurs/capteur-solaire-a-eau-chaude-d1/>
- EnergiePlus. (2020). *Choisir un chauffage électrique : généralités*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://energieplus-lesite.be/concevoir/chauffage/choisir-le-chauffage-electrique/choisir-un-chauffage-electrique-generalites/>
- EnergiePlus. (2020). *Consommation en énergie primaire*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://energieplus-lesite.be/theories/consommation-energetique/la-consommation-en-energie-primaire/>
- EnergiePlus. (2020). *Évaluer l'efficacité énergétique de la distribution de chaleur*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://energieplus-lesite.be/evaluer/chauffage4/evaluer-efficacite-energetique-circuit-chauffage-central/evaluer-l-efficacite-energetique-de-la-distribution-de-chaleur/>
- EnergiePlus. (2020). *Géothermie [Le chauffage – PAC]*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/chauffage10/chauffage-par-pompe-a-chaleur2/geothermie/>
- EnergiePlus. (2020). *La turbine*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://sites.uclouvain.be/energie-plus/index.php?id=19683#c21009733>
- EnergiePlus. (2020). *Pompes à chaleur*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://energieplus-lesite.be/techniques/chauffage10/chauffage-par-pompe-a-chaleur2/pompes-a-chaleur-d2/>



- EnergiePlus. (2020). *Rendement d'une installation solaire thermique*. Récupéré sur EnergiePlus: <https://energieplus-lesite.be/theories/eau-chaude-sanitaire12/rendement-d-une-installation-solaire-thermique/>
- FEBEG. (2019). *Rapport annuel*. Récupéré sur <https://www.febeg.be/fr/rapport-annuel-2019>
- Filloux, A., & Dastot, F. (2010). *Intégrer les énergies renouvelables*. CSTB.
- geothermie.brussels. (2020). *La géothermie peu profonde*. Récupéré sur <http://geothermie.brussels/fr/principes-de-la-geothermie/la-geothermie-peu-profonde>
- Gersen, S., Martinus, G., Van essen, M., Darneveil, H., & Teerlingc, O. J. (2020). Domestic hydrogen boilers in practice: enabling the use of hydrogen in the built environment. *Domestic hydrogen boilers in practice: enabling the use of hydrogen in the built environment*. Muscat: IGRC.
- Gouvernement bruxellois. (2019). *Déclaration de politique générale commune 2019-2024*. Récupéré sur <http://www.parlement.brussels/texte-de-la-declaration-de-politique-generale-du-gouvernement-bruxellois/>
- Hansen, K. (2019). Decision-Making Based on Energy Costs: Comparing Levelized Cost of Energy and Energy System Costs. *Energy Strategy Reviews*, 68-82. doi:<https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.02.003>
- ICEDD. (2014). *Etude sur la répartition des usages électriques du secteur tertiaire en Wallonie*.
- ICEDD. (2019). Etude spécifique n°1 : « Consommations énergétiques 2017 détaillées des restaurants et cafés en Région de Bruxelles-Capitale.
- ICEDD. (2019). Le chauffage de demain. ICEDD.
- ICEDD, & PwC. (2017). Waste Heat to Energy, le point sur une filière à haut potentiel. TWEED.
- Meyer, S., & Maréchal, K. (2016). 'Split incentive(s)' et rénovation. *Energ-Ethic*.
- Nian, V., Qie, S., Zhanyu, M., & Hailong, L. (2016). A Comparative Cost Assessment of Energy Production from Central Heating Plant or Combined Heat and Power Plant. *Energy Procedia*. Récupéré sur <https://cyberleninka.org/article/n/710472>
- PWC. (2015). *Réalisation d'une étude du potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en RBC*. Bruxelles.
- STEM. (s.d.). *De energievraag en de besparingmogelijkheid in de tertiaire sector in België 1992-2003*. University of Antwerp.
- Valbiom. (2015). *Bois Energie : Les Combustibles Bois*. Récupéré sur Valbiom: http://valbiom.be/files/library/Docs/Bois-Energie/150716_ValBiom_Combustibles_bois.pdf
- VALBIOM. (2019). *Le potentiel du biométhane injecté dans le réseau de distribution belge*. Récupéré sur <https://valbiomag.labiomasseenwallonie.be/news/etude-le-potentiel-du-biomethane-injecte-dans-le-reseau-de-distribution-belge>





Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable asbl

Boulevard Frère Orban 4
B-5000 NAMUR
00 32 81 25 04 80
www.icedd.be
icedd@icedd.be

N° registre de commerce : sans objet
N° TVA : BE0407.573.214
Représenté par : Gauthier Keutgen, Secrétaire Général
N° de compte bancaire : BE59 5230 4208 3426 / BIC TRIOBEBB