
SPW – DGO4

Directive efficacité énergétique 2012/27 – Art. 14 – Stratégie de réseaux de chaleur et de froid alimentés par des cogénérations et des énergies fatales



RAPPORT FINAL – TACHES 1 à 6

Décembre 2015

Table des matières

Structure du document	6
Introduction Contexte et consommation d'énergie en Wallonie	7
I. Le bilan énergétique 2012	8
I.1 Particularités du secteur résidentiel (logement).....	10
I.2 Particularités du secteur tertiaire	12
I.3 Particularités du secteur industriel	15
Chapitre 2 Besoins et offres en chaleur	18
I. Estimation des besoins en chaleur en 2012	19
I.1 Résultats globaux	19
I.2 Le besoin de chaleur dans le secteur du logement.....	21
I.2.1 Sources.....	21
I.2.2 Méthodes	21
I.2.3 Résultats.....	21
I.3 Le besoin de chaleur dans le secteur du tertiaire	23
I.3.1 Sources.....	23
I.3.2 Méthodes	23
I.3.3 Limites	23
I.3.4 Résultats.....	23
I.4 Le besoin de chaleur dans le secteur industriel.....	25
I.4.1 Sources.....	25
I.4.2 Méthodes	25
I.4.3 Limites	26
I.4.4 Résultats.....	26
II. Estimation de l'évolution des besoins de chaleur	28
II.1 Evolution des besoins de chaleur du secteur résidentiel	28
II.1.1 Méthodologie.....	28
II.1.2 Résultats	32
II.2 Evolution des besoins de chaleur du secteur tertiaire.....	33
II.2.1 Méthodologie.....	33
II.2.2 Résultats	34
II.3 Evolution des besoins de chaleur du secteur industriel.....	35
II.3.1 Méthodologie.....	35
II.3.2 Résultats	37
II.4 Synthèse.....	38
III. Estimation des offres en chaleur sur base des infrastructures existantes	39
III.1 Estimation des offres en chaleur fatale au sein des principales industries en 2012	39
III.1.1 Sources	39
III.1.2 Méthodes	39
III.1.3 Résultats	42

III.2 Estimation des offres en géothermie	45
III.2.1 Source.....	45
III.2.2 Méthodes	45
III.2.3 Résultats	45
III.3 Transmission des données nécessaires à la réalisation des cartographies.....	46
III.3.1 Sources.....	46
III.3.2 Méthodes	46
III.3.3 Résultats	47
Chapitre 3 Besoins et offres en froid	49
I. Estimation des besoins en froid en 2012	50
I.1 Résultats globaux	50
I.2 Le besoin de froid dans le secteur du logement	52
I.2.1 Sources.....	52
I.2.2 Méthodes	52
I.2.3 Résultats.....	52
I.3 Le besoin de froid dans le secteur tertiaire	53
I.3.1 Sources.....	53
I.3.2 Méthodes	53
I.3.3 Résultats.....	53
I.4 Le besoin de froid dans le secteur industriel	54
I.4.1 Sources.....	54
I.4.2 Méthodes	54
I.4.3 Résultats.....	54
II. Estimation de l'évolution des besoins en froid	55
II.1 Evolution des besoins de froid du secteur résidentiel.....	55
II.1.1 Méthodologie.....	55
II.1.2 Résultats	55
II.2 Evolution des besoins de froid du secteur tertiaire	56
II.2.1 Méthodologie.....	56
II.2.2 Résultats	56
II.3 Evolution des besoins de froid du secteur industriel	57
II.3.1 Méthodologie.....	57
II.3.2 Résultats	57
III. Estimation des offres en froid sur base des infrastructures existantes	59
IV. Transmission des données nécessaires à la réalisation des cartographies	60
Chapitre 4 Potentiel technique	61
I. Etat de l'art technologique.....	62
I.1 Définitions de la Directive 2012/27/UE concernant la cogénération et les réseaux de chaleur	62
I.2 Listing et caractéristiques des technologies existantes.....	62
I.2.1 La chaudière à condensation	62

I.2.2	La cogénération à haut rendement.....	63
I.2.3	Les solutions industrielles.....	64
I.2.4	Les réseaux de chaleur	65
II.	Potentiel technique de la cogénération.....	66
II.1	Sources	66
II.2	Méthode.....	66
II.2.1	Hypothèses simplificatrices.....	68
II.2.2	Modélisation des secteurs tertiaire et industriel.....	68
II.3	Résultats	71
III.	Potentiel technique des énergies fatales	72
III.1	Sources	72
III.2	Méthodes.....	72
III.3	Résultats	73
IV.	Potentiel technique des réseaux de chaleur et de froid.....	76
IV.1	Potentiel technique des réseaux de froid.....	76
IV.2	Potentiel technique des réseaux de chaleur	76
IV.2.1	Inventaire des réseaux existants	77
IV.2.2	La densification des réseaux existants	78
IV.2.3	La possibilité d'extension des réseaux existants	79
IV.2.4	La possibilité d'amélioration des réseaux existants.....	79
IV.2.5	La possibilité de création de réseaux neufs.....	80
	Chapitre 5 Analyse coûts-avantages territoriale	83
I.	Définition des scénarios	84
I.1	méthodologie	84
I.2	Définition des scénarios.....	85
I.2.1	Définition des scénarios pour les besoins de chaleur	85
I.2.2	Définition des scénarios pour les besoins de froid	87
II.	Analyse technique et économique des scénarios.....	88
II.1	Description détaillée des choix techniques correspondant à la réalisation des scénarios.....	89
II.1.1	Scénarios pour les besoins de chaleur à l'échelle d'un quartier.....	89
II.1.2	Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles à appartements (existants)	90
II.1.3	Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles de bureau et de commerce.....	91
II.1.4	Scénarios pour les besoins de chaleur dans l'industrie.....	92
II.1.5	Scénarios pour les besoins de froid dans les immeubles de bureaux et de commerce.....	96
II.2	Hypothèses technico-économiques des scénarios	97
II.2.1	Hypothèses techniques.....	97
II.2.2	Hypothèses économiques.....	98
II.2.3	Données de départ	99
II.3	Principaux résultats.....	102
II.3.2	Analyse de sensibilité	116

II.3.3	Conclusions.....	119
Chapitre 6 Potentiel économique.....		120
I. Potentiel économique de la cogénération.....		121
I.1.1	Méthode.....	121
I.1.2	Résultats.....	124
II. Potentiel économique des énergies fatales		130
II.1.1	Potentiel économique des énergies fatales à haute température	130
II.1.2	Potentiel économique des énergies fatales à basse température.....	133
III. Potentiel économique des réseaux de chaleur.....		136
III.1	Introduction.....	136
III.2	Potentiel actuel des réseaux de chaleur	136
III.3	Conclusions	139
Chapitre 7 Stratégie de développement des potentiels économiques.....		140
I. Analyses SWOT.....		141
II. Définition de pistes		147
II.1	Pistes économiques et financières.....	147
II.2	Pistes juridiques	147
II.3	Pistes techniques	147
II.4	Autres pistes	147

Structure du document

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la transposition de l'article 14 de la Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique. En particulier, l'article 14.1 de la Directive prévoit que pour le 31 décembre 2015 au plus tard, les Etats membres réalisent et communiquent à la Commission une évaluation complète du potentiel pour l'application de la cogénération à haut rendement et des réseaux efficaces de chaleur et de froid qui contient les informations indiquées à l'annexe VIII. Aux fins de l'évaluation visée au paragraphe 1 de l'article 14, l'article 14.3 de la Directive prévoit que les Etats membres réalisent une analyse coûts-avantages sur l'ensemble de leur territoire, en tenant compte des conditions climatiques, de la faisabilité économique et de l'adéquation technique, conformément à l'annexe IX, partie 1.

Le présent rapport contient les résultats des 6 phases de l'étude confiée par le Service public de Wallonie (Direction générale opérationnelle – Aménagement du territoire, logement, patrimoine et énergie) au consortium « PwC – Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable – Bureau Ph. Deplasse » en vue de préparer la réponse à l'obligation émanant des paragraphes 1 à 4 de l'article 14 ainsi que des annexes VIII et IX, partie 1 de la Directive 2012/27/UE et plus particulièrement la demande d'élaboration d'une stratégie concernant les réseaux alimentés par des cogénérations et des énergies fatales.

Chacune des tâches du projet fait l'objet d'un chapitre distinct. Ces différentes tâches sont reprises ci-après :

- **Tâche 1** : Besoins et offres en chaleur
- **Tâche 2** : Besoins et offres en froid
- **Tâche 3** : Potentiel technique
- **Tâche 4** : Analyses coûts-avantages territoriale
- **Tâche 5** : Potentiel économique
- **Tâche 6** : Stratégie de développement des potentiels économiques

Préalablement à la présentation de ces différentes tâches, le chapitre introductif rappelle le contexte de la consommation d'énergie en Wallonie. Il s'agit d'une synthèse des données des bilans énergétiques de l'année 2012. Aucune correction climatique n'a été apportée. Il est à noter que l'année 2012, avec 1915 degrés-jours¹ 15/15 est quasiment une année normale déterminée sur la période tri décennale 1981-2010 à 1894 degrés-jours 15/15, ceci offre un avantage à notre analyse.

¹ degrés-jours de chauffe = différence exprimée en degrés centigrades, entre la température moyenne d'un jour déterminé et une température de référence (l'ICEDD utilise 15°C comme référence) (les températures moyennes supérieures à la température de référence, n'étant pas comptabilisées. Pour une période donnée (mois, année), on effectue la somme des degrés-jours de la période). Les degrés-jours permettent d'évaluer les besoins de chauffage.

Introduction

Contexte et consommation d'énergie en Wallonie

I. LE BILAN ÉNERGÉTIQUE 2012

La source d'information principale est le bilan énergétique de la Wallonie réalisé par l'ICEDD pour le compte de la DGO4. Il renseigne les consommations énergétiques finales par vecteur et par secteur, ainsi que par usage pour les secteurs du logement et du tertiaire. Voici, en préambule à l'analyse, une présentation générale de ce bilan pour l'année 2012 (dernière année disponible). En 2012, la consommation finale en Wallonie s'élevait à plus de 128 TWh répartis essentiellement entre le secteur de l'industrie (45,464 TWh, 35%), du transport (36,984 TWh, 29%), du logement (31,101 TWh, 24%), du tertiaire (13,611 TWh, 11%) et de l'agriculture (1,079 TWh, 1%).

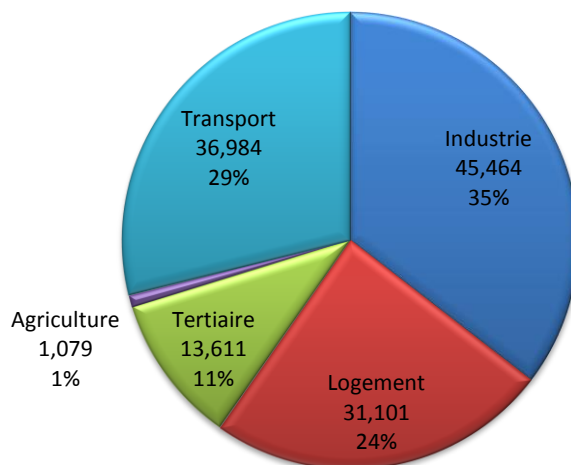


Figure 1 : Répartition de la consommation finale totale énergétique par secteur d'activité 2012

La consommation totale d'énergie finale de la Wallonie en 2012 est en baisse de 6 % par rapport à l'année précédente et de 12 % par rapport à 1990. C'est le deuxième niveau de consommation le plus bas atteint durant la période 1985-2012, après celui de 2009.

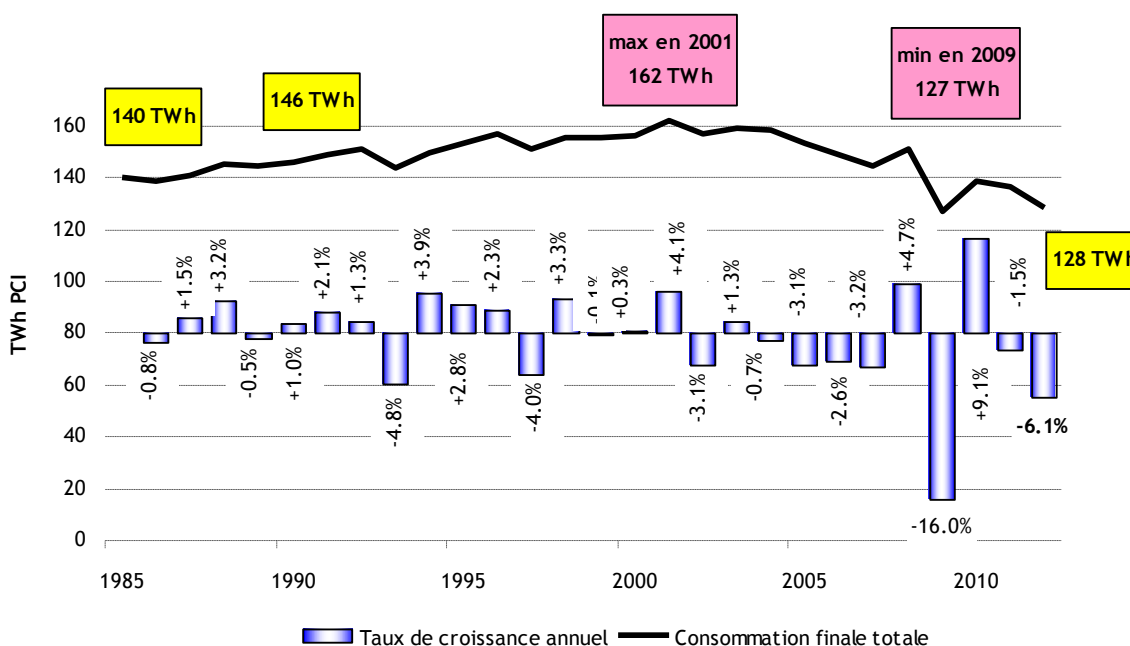


Figure 2 : Evolution de la consommation finale totale en Wallonie (1985-2012)

Le poids de la consommation énergétique de l'industrie a fortement chuté entre 1985 et 2012 (de 53% à 35%) et on constate une baisse des logements (de 25% à 24%), alors qu'il a augmenté sur la même période au sein du secteur tertiaire (de 6 à 11%) et des transports (de 15% à 29%).

REPARTITION PAR SECTEUR D'ACTIVITE

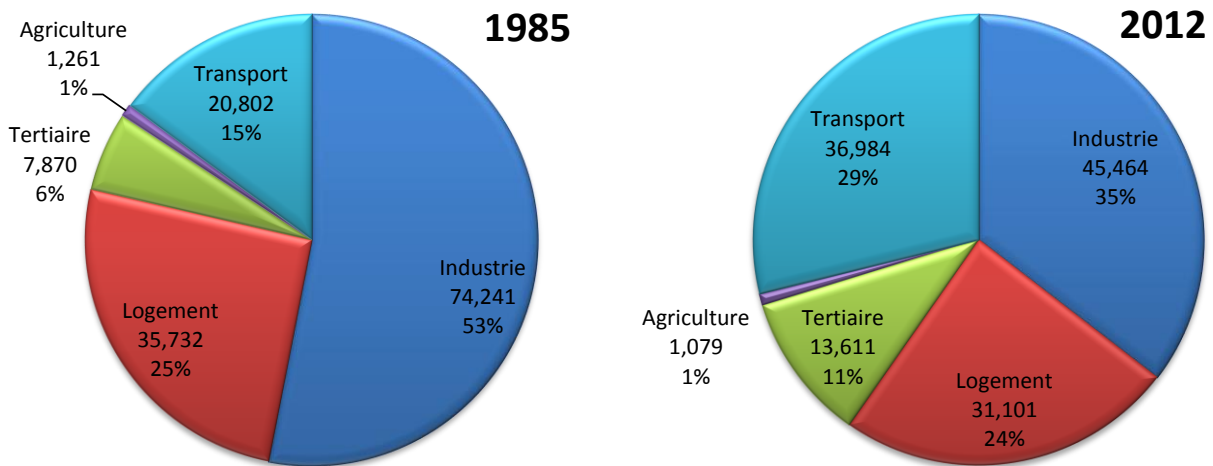
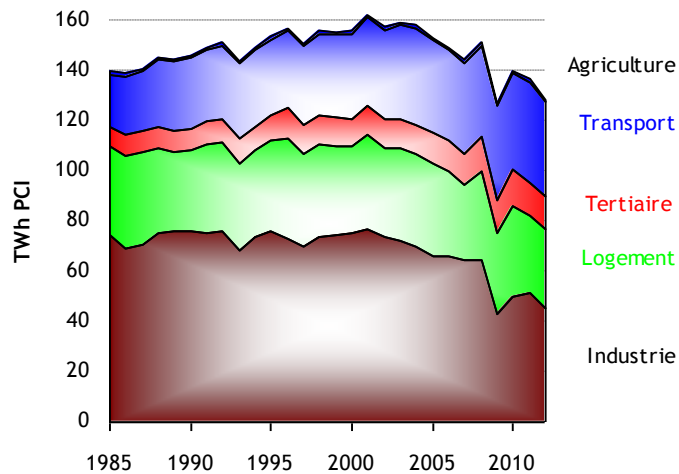


Figure 3 : Evolution de la consommation finale par secteur en TWh (1985-2012)

I.1 PARTICULARITÉS DU SECTEUR RÉSIDENTIEL (LOGEMENT)

La consommation énergétique totale du secteur résidentiel était de 31,1 TWh PCI en 2012 contre 32,2 TWh PCI en 1990, enregistrant une diminution de 3,6% sur la période considérée. Notons, néanmoins, que cette diminution n'a pas été linéaire et qu'elle a varié entre 30 et 37 TWh PCI. C'est en 2011 que la consommation d'énergie du secteur résidentiel était à son minimum avec 30 TWh et en 2005 qu'elle était à son maximum avec 36,5 TWh, ceci étant à mettre en lien avec les conditions climatiques.

En 2012, la consommation énergétique du secteur résidentiel était principalement constituée de gasoil (37%), de gaz naturel (30%) et d'électricité (22%). Les énergies renouvelables représentaient en 2012 près de 10% de la consommation d'énergie du secteur résidentiel.

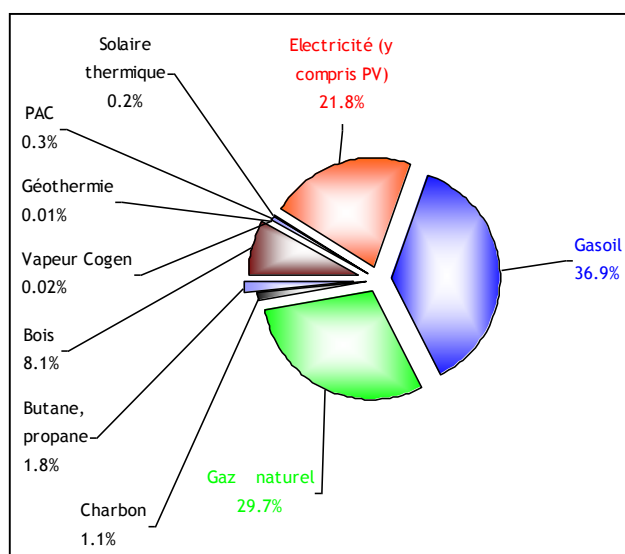


Figure 4 : Répartition de la consommation d'énergie du secteur résidentiel par vecteur (2012)

L'évolution du parc des logements wallons, tant en nombre qu'en qualité (type, taille, confort, équipement, ancienneté, ...), est un facteur déterminant de la consommation énergétique du secteur résidentiel². D'après les statistiques de l'Administration centrale du Cadastre, la Wallonie comptait 1 615 897 logements bâtis au 1^{er} janvier 2012 contre 1 383 920 au 1^{er} janvier 1995. Le graphique ci-dessous permet notamment de voir que (I) 30,8% des logements wallons sont des maisons 4 façades, (II) 27,8% des maisons 2 façades, (III) 22,7% des maisons 3 façades.

Parmi ces logements, seuls une partie sont occupés (travaux, ventes, secondes résidences, ...) soit en 2012 environ 1 522 000 logements.

² D'autres facteurs viennent également influencer la consommation d'énergie du secteur résidentiel comme les conditions climatiques, le comportement des ménages, les revenus, le prix de l'énergie, etc. Pour plus d'informations, voir le « Bilan énergétique de la Wallonie 2012 – secteur domestique et équivalent ».

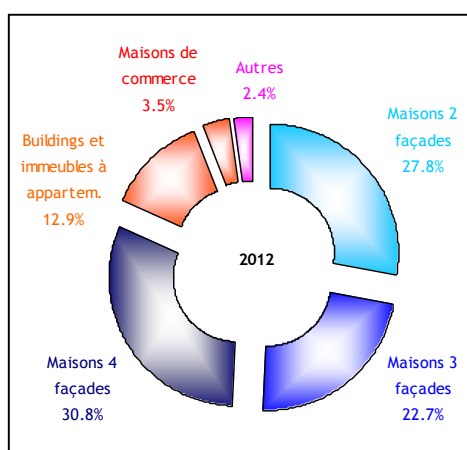


Figure 5 : Répartition du parc de logements wallons bâtis (2012)

Concernant la consommation énergétique du secteur résidentiel, il est important de préciser que :

- le chauffage central représente près de trois quart de la consommation énergétique du secteur résidentiel (72% en 2012) ;
- le chauffage pour l'eau chaude sanitaire représente un peu plus de 10% de la consommation énergétique du secteur résidentiel (12% en 2012) ;
- le solde étant consommé pour la cuisson ainsi que par les différentes applications spécifiques de l'électricité (éclairage, électro-ménager, etc.).

Le tableau ci-dessous indique la répartition du parc de logements occupés en Wallonie en 2012 par type de logement, de chauffage et de vecteurs énergétiques. Il permet notamment de voir que globalement c'est le gazoil qui est utilisé comme vecteur énergétique principal pour le chauffage. Une distinction peut néanmoins être faite en fonction du type de logement considéré. Pour les maisons unifamiliales, c'est le gazoil qui est utilisé comme principal vecteur énergétique pour le chauffage alors que pour les appartements, c'est essentiellement le gaz naturel.

		Gasoil	Gas naturel	Charbon	Butane propane	Bois	Vapeur cogen.	Géo-thermie	Pompes à chaleur	Electricité	Total	
en milliers de logements	Appart.	Chauffage central	91.7	149.6	0.10	1.57	0.4	0.60	0.31	1.84	18.3	264.4
		Chauffage décentr.	0.6	19.1	1.52	1.57	0.9			0.30	13.2	37.2
		Total chauffage	92.3	168.7	1.62	3.13	1.3	0.60	0.31	2.14	31.5	301.6
	Maisons unifamil.	Chauffage central	593.6	324.2	0.84	16.80	12.5	0.04	0.02	3.22	28.9	980.1
		Chauffage décentr.	78.3	71.3	30.1	2.9	25.8			1.53	30.8	240.8
		Total chauffage	672.0	395.5	31.0	19.7	38.3	0.04	0.02	4.75	59.7	1220.9
	Total	Chauffage central	685.3	473.9	0.94	18.4	12.9	0.64	0.33	5.06	47.2	1244.5
		Chauffage décentr.	78.9	90.4	31.6	4.5	26.7			1.83	44.0	277.9
		Total chauffage	764.2	564.3	32.6	22.8	39.6	0.64	0.33	6.89	91.2	1522.5
	en % du parc équipé	Appart.	Chauffage central	34.7%	56.6%	0.0%	0.6%	0.1%	0.2%	0.1%	0.7%	6.9%
Chauffage décentr.			1.6%	51.3%	4.1%	4.2%	2.4%			0.8%	35.5%	100.0%
Total chauffage			30.6%	55.9%	0.5%	1.0%	0.4%	0.2%	0.1%	0.7%	10.4%	100.0%
Maisons unifamil.		Chauffage central	60.6%	33.1%	0.1%	1.7%	1.3%	0.0%	0.0%	0.3%	3.0%	100.0%
		Chauffage décentr.	32.5%	29.6%	12.5%	1.2%	10.7%			0.6%	12.8%	100.0%
		Total chauffage	55.0%	32.4%	2.5%	1.6%	3.1%	0.0%	0.0%	0.4%	4.9%	100.0%
Total		Chauffage central	55.1%	38.1%	0.1%	1.5%	1.0%	0.1%	0.0%	0.4%	3.8%	100.0%
		Chauffage décentr.	28.4%	32.5%	11.4%	1.6%	9.6%			0.7%	15.8%	100.0%
		Total chauffage	50.2%	37.1%	2.1%	1.5%	2.6%	0.0%	0.0%	0.5%	6.0%	100.0%

Tableau 1 : Répartition du parc de logements occupés en Wallonie en 2012 par type de logement, de chauffage et de vecteur énergétique de chauffage principal

Enfin, il convient de préciser que les logements déjà alimentés par un réseau de chaleur (cogénération ou géothermie) sont identifiés en Wallonie et que ces derniers ne dépassent pas 0,03% de la consommation énergétique du secteur.

1.2 PARTICULARITÉS DU SECTEUR TERTIAIRE

En Wallonie, le secteur tertiaire représente 80% de l'emploi intérieur et 75% de la valeur ajoutée totale. Par ailleurs, le secteur tertiaire, avec le secteur de la construction, est le secteur qui a le plus contribué à la création d'emplois ces dernières années. Selon les statistiques de l'ICN, l'emploi tertiaire a augmenté de 26% en Wallonie de 1995 à 2012, alors que durant la même période l'emploi industriel a diminué de 3%. Durant cette période, deux branches d'activité se sont distinguées avec des taux de croissance annuels moyens de l'emploi largement supérieurs à la moyenne du secteur tertiaire dans son ensemble (+1,4%) : les « banques assurances et services aux entreprises » (+3,5%) et la « santé » (+2,8%).

Les statistiques de l'emploi ne sont disponibles, selon cette classification, que depuis 1995, il n'est pas possible de remonter en 1990.

	Année	commerce	transport communic	banque assur. serv aux entr.	enseignement	santé	administr.	autres ³	Total tertiaire
en milliers d'emplois	1995	192,8	70,2	122,6	109,0	107,7	110,0	65,7	778,1
	2000	191,1	74,2	154,0	103,1	126,1	121,0	70,9	840,3
	2005	195,1	71,4	175,5	108,8	142,5	130,6	75,5	899,3
	2010	197,1	70,1	208,3	116,4	163,4	132,8	73,7	961,9
	2011	200,4	70,1	215,4	119,1	168,0	131,3	74,7	979,0
	2012	199,6	68,4	218,4	119,5	171,3	130,0	74,2	981,4
indice 1995 = 100	1995	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	2000	99,1	105,8	125,7	94,5	117,0	109,9	107,9	108,0
	2005	101,2	101,8	143,2	99,7	132,2	118,7	114,9	115,6
	2010	102,2	100,0	169,9	106,8	151,6	120,7	112,2	123,6
	2011	103,9	99,9	175,7	109,2	156,0	119,3	113,7	125,8
	2012	103,5	97,5	178,1	109,6	159,0	118,2	113,0	126,1
en %	1995	24,8%	9,0%	15,8%	14,0%	13,8%	14,1%	8,4%	100%
	2000	22,7%	8,8%	18,3%	12,3%	15,0%	14,4%	8,4%	100%
	2005	21,7%	7,9%	19,5%	12,1%	15,8%	14,5%	8,4%	100%
	2010	20,5%	7,3%	21,7%	12,1%	17,0%	13,8%	7,7%	100%
	2011	20,5%	7,2%	22,0%	12,2%	17,2%	13,4%	7,6%	100%
	2012	20,3%	7,0%	22,3%	12,2%	17,5%	13,2%	7,6%	100%
total tertiaire									
Evol.1995-2012		+3.5%	-2,5%	+78,1%	+9,6%	+59,0%	+18,2%	+13,0%	+26,1%
TCAM 1995-2012		+0.2%	-0,2%	+3,5%	+0,5%	+2,8%	+1,0%	+0,7%	+1,4%
Evol. 2011-2012		-0.4%	-2,5%	+1,4%	+0,4%	+2,0%	-0,9%	-0,6%	+0,3%

Tableau 2 - Emploi salarié et indépendant dans le secteur tertiaire wallon

Source ICN comptes régionaux

³ culture et sport, services aux personnes et divers

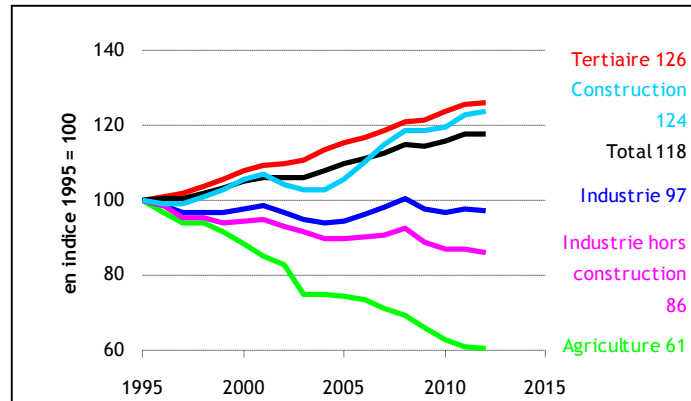


Figure 6 : Evolution de l'emploi en Wallonie

A partir des données obtenues par l'enquête énergétique réalisée annuellement par l'ICEDD et des données de l'emploi intérieur de l'ICN, il est possible d'estimer la surface plancher du secteur tertiaire en Wallonie. Pour 2012, la surface plancher était estimée à 56 millions de mètres carrés (soit une augmentation de 16% par rapport à 1995). Les trois branches d'activité principales en termes de surfaces plancher sont, par ordre décroissant, le commerce (26%), l'enseignement (18%) ainsi que les banques assurances et services aux entreprises (17%).

De 1990 à 2012, la consommation totale du secteur tertiaire a augmenté de 60% pour atteindre 13,611 TWh PCI.

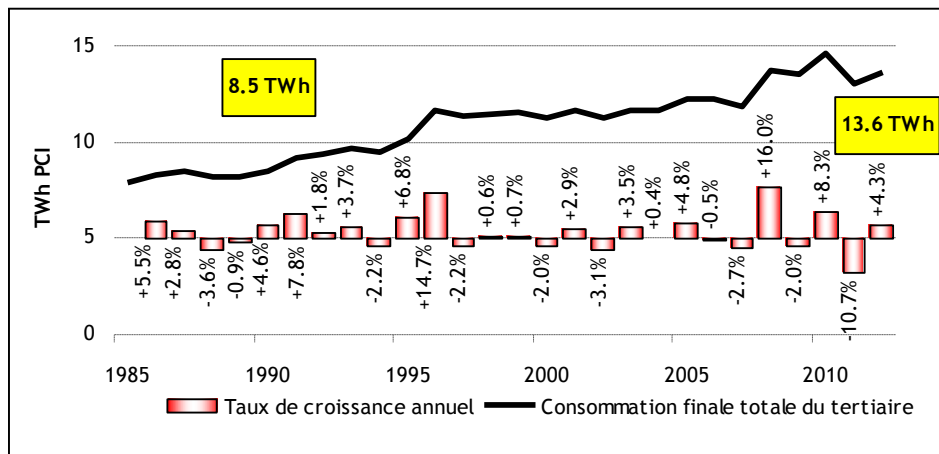


Figure 7 : Evolution de la consommation totale du secteur tertiaire en Wallonie

Au sein du secteur tertiaire, quatre branches d'activité se partagent près des 3/4 de la consommation énergétique totale. Il s'agit par ordre décroissant, du commerce et artisanat (40%), de l'enseignement (12%), des soins et santé (11%) et de l'administration (9%). Comme l'illustre le graphique suivant, le commerce est en croissance depuis 1995, avec une forte variation des besoins entre les grandes surfaces et les petits commerces.

	Année	Electricité	Combustibles	dont produits pétroliers	dont gaz naturel	dont autres ⁴	Total
en TWh PCI	1985	2,345	5,516	3,174	2,186	156	7,862
	1990	3,162	5,366	3,208	2,050	108	8,527
	1995	3,922	6,202	3,420	2,636	146	10,124
	2000	4,340	6,939	3,633	3,153	153	11,279
	2005	5,204	7,045	3,797	3,198	49	12,249
	2010	5,984	8,620	3,106	5,376	137	14,603
	2011	5,744	7,301	2,593	4,546	161	13,045
	2012	5,839	7,772	2,540	5,032	200	13,611
en indice 1990 = 100	1985	74,2	102,8	98,9	106,6	144,6	92,2
	1990	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	1995	124,1	115,6	106,6	128,6	135,3	118,7
	2000	137,3	129,3	113,2	153,8	141,6	132,3
	2005	164,6	131,3	118,4	156,0	45,7	143,6
	2010	189,3	160,6	96,8	262,2	127,4	171,3
	2011	181,7	136,1	80,8	221,8	149,8	153,0
	2012	184,7	144,8	79,2	245,5	185,7	159,6
en % du total	1985	29,8%	70,2%	40,4%	27,8%	2,0%	100,0%
	1990	37,1%	62,9%	37,6%	24,0%	1,3%	100,0%
	1995	38,7%	61,3%	33,8%	26,0%	1,4%	100,0%
	2000	38,5%	61,5%	32,2%	28,0%	1,4%	100,0%
	2005	42,5%	57,5%	31,0%	26,1%	0,4%	100,0%
	2010	41,0%	59,0%	21,3%	36,8%	0,9%	100,0%
	2011	44,0%	56,0%	19,9%	34,8%	1,2%	100,0%
	2012	42,9%	57,1%	18,7%	37,0%	1,5%	100,0%
Evolution 1990-2012		+84,7%	+44,8%	-20,8%	+145,5%	+85,7%	+59,6%
TCAM⁵ 1990-2012		+2,8%	+1,7%	-1,1%	+4,2%	+2,9%	+2,1%
Evolution 2011-2012		+1,7%	+6,5%	-2,1%	+10,7%	+23,9%	+4,3%

Figure 8 : Evolution de la répartition de la consommation par vecteur du tertiaire (1985-2012)

Par ailleurs, le bilan énergétique final donne la répartition de la consommation du secteur tertiaire par vecteur et permet de voir que c'est la consommation d'électricité qui connaît la croissance la plus spectaculaire entre 1990 et 2012 (+85%) et représente plus de 40% de la consommation totale d'énergie du secteur tertiaire.

Enfin, il convient d'indiquer que le bilan énergétique renseigne le taux de pénétration des climatisations (par enquête) et fait également référence à une étude réalisée par l'Université d'Anvers⁶ (STEM) donnant des pourcentages de consommation aux principaux usages des différentes branches d'activité du tertiaire. Cette répartition existe pour l'usage des combustibles et de l'électricité, par branche d'activité.

⁵ TCAM = Taux de Croissance Annuel Moyen

⁶ « Bouw en ontwikkeling van SAVER-LEAP als tool voor scenario-analyses van energiegebruik en emissies : beschrijving van methoden, data en veronderstellingen met een concrete toepassing op de sector handel & diensten in Vlaanderen » (mai 2006)

La consommation d'électricité est utilisée principalement (40%) pour l'éclairage et pour environ 3% pour le chauffage ou l'ECS, 9% pour le conditionnement d'air et 7% pour la production de froid dans les frigos et congélateurs, mais de manière différente entre les branches du secteur.

		Eclairage	Chauffage et eau chaude	Conditionnement d'air	Pompes et ventilateurs de circulation ⁷	Froid	Autres ⁸	Total
en TWh PCI	Commerce	0,955	0,051	0,048	0,007	0,379	0,266	0,153
	Transport communication	0,079	0,012	0	0	0	0,031	0,029
	Banques assur. serv.entr.	0,216	0,012	0	0	0	0,080	0,092
	Enseignement	0,251	0,008	0	0	0,016	0,035	0,039
	Soins santé	0,164	0,007	0	0	0	0,043	0,029
	Culture et sport	0,060	0,010	0	0	0	0,024	0,022
	Autres services	0,030	0,005	0	0	0	0,012	0,011
	Administration	0,131	0,007	0	0	0	0,049	0,056
	Divers	0,429	0	0	0	0	0	0
	Total	2,315	0,111	0,048	0,007	0,395	0,540	0,431
en % du total	40%	3%	9%	7%	7%	34%	100%	

Tableau 3 : Répartition de la consommation d'électricité tertiaire par usage en 2012 (TWh)

La répartition par usage de la consommation de combustibles est reprise dans le tableau suivant. En moyenne, 88% de la consommation est destiné au chauffage des bâtiments, et 9% à l'eau chaude sanitaire.

		Chauffage	Eau chaude	Autres usages	Total
en TWh PCI	Commerce	2,840	0,228	0,009	3,076
	Transport communication	0,175	0,020	0,008	0,203
	Banques assur. serv.entr.	0,190	0,017	0	0,207
	Enseignement	1,201	0,063	0,016	1,279
	Soins santé	0,635	0,225	0,143	1,004
	Culture et sport	0,452	0,053	0,021	0,526
	Autres services	0,420	0,049	0,020	0,488
	Administration	0,746	0,065	0	0,811
	Energie eau	0,153	0,018	0,007	0,178
	Total	6,812	0,737	0,223	7,772
en % du total	88%	9%	3%	100%	

Tableau 4 : Répartition de la consommation de combustibles du secteur tertiaire par usage en 2012 (TWh)

1.3 PARTICULARITÉS DU SECTEUR INDUSTRIEL

En Wallonie, le secteur industriel contribue pour plus de 20% à la création de valeur ajoutée des entreprises marchandes. C'est l'industrie manufacturière qui constitue le principal secteur industriel wallon regroupant comme sous-secteurs par ordre décroissant d'importance l'industrie pharmaceutique, la métallurgie, l'agro-alimentaire et l'industrie alimentaire qui contribuent pour plus de 60% à la création de la valeur ajoutée wallonne (avec respectivement 23%, 19%, 12% et 12%).

⁷ pour le chauffage et le conditionnement d'air

⁸ Autres reprend la cuisson, la bureautique, et d'autres usages de l'électricité que ceux mentionnés

Dans sa globalité, le secteur industriel représente 45,5 TWh de la consommation finale d'énergie wallonne en 2012 contre 76,3 TWh en 1990, enregistrant une diminution de 40% sur la période considérée.

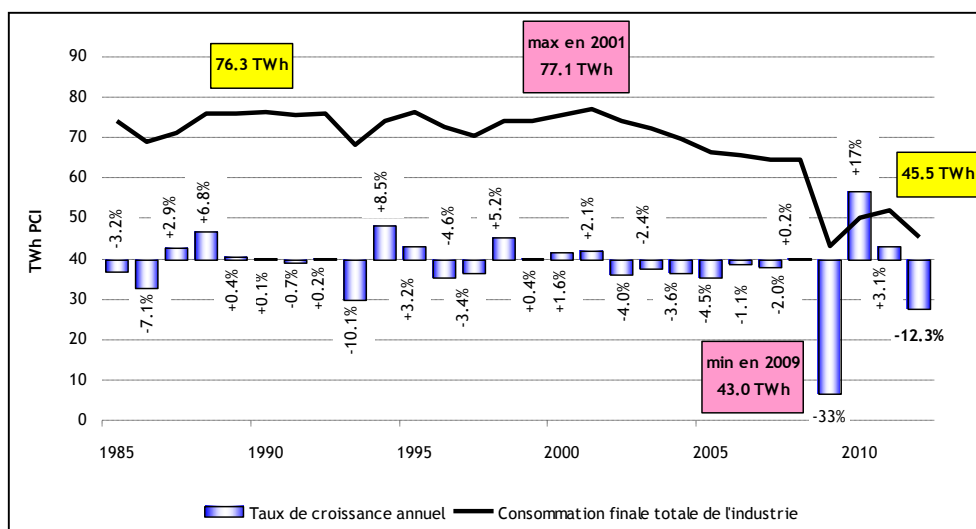


Figure 9 : Evolution de la consommation finale d'énergie de l'industrie (y compris les consommations à usages non énergétiques)

Cette diminution de 40% cache cependant des évolutions de consommation différentes au sein des différentes branches industrielles wallonnes. A titre d'exemple, de 1990 à 2012, la consommation de la sidérurgie a chuté de 82% alors que durant la même période, celle de la chimie a diminué de seulement 3%. Concernant la branche des minéraux non métalliques, il convient d'indiquer qu'il s'agit de la branche industrielle wallonne la plus énergivore en 2012 représentant plus d'un tiers de la consommation totale d'énergie du secteur industriel.

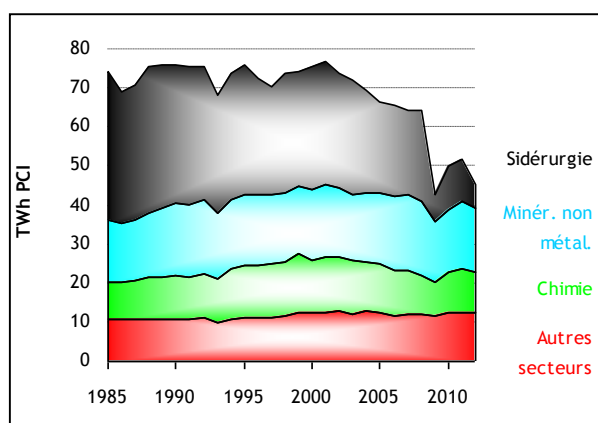


Figure 10 : Evolution de la consommation d'énergie par branche d'activité

Le graphique ci-dessous présente la répartition de la consommation d'énergie du secteur industriel par vecteur énergétique. Découlant pour l'essentiel de la chute de consommation de la sidérurgie due à l'arrêt progressif de la totalité des hauts fourneaux, la consommation de combustibles solides (et de gaz dérivés) a baissé de 87% de 1990 à 2012. Ils ne constituaient plus que 10% de la consommation finale d'énergie en 2012 alors qu'ils en représentaient encore 43% en 1990. La consommation d'électricité a par contre progressé de 13% durant la même période, passant de 12 à 23,6%. En 2012, le gaz naturel (35%) ainsi que l'électricité (23,6%) représentaient près de 60% de la consommation totale de l'industrie wallonne.

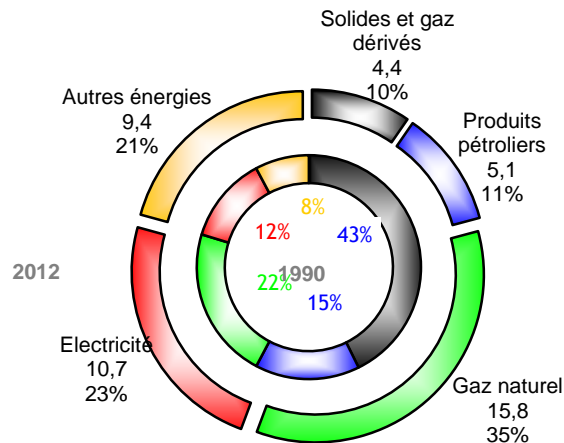


Figure 11 : Répartition de la consommation finale d'énergie de l'industrie par vecteur énergétique (2012)

Les besoins de chaleur globaux de l'industrie wallonne sont estimés essentiellement sur base de la consommation de combustibles, hors électricité, soit un peu moins de 35 TWh en 2012. La consommation des plus grosses entreprises est connue précisément, couvrant près de 90% de la consommation du secteur.

Les bilans ne différencient pas les besoins de chaleur entre ceux nécessitant de la haute température (vapeur) et ceux qui pourraient être alimentés par des réseaux d'eau chaude. Cette distinction nécessitera de poser des hypothèses par sous branches dans la méthodologie.

Dans le cadre de la mission, l'ICEDD s'appuiera sur l'expertise qu'il a acquise au contact des industriels et de leurs fédérations au travers de ses missions telles que la Diffusion d'informations énergétiques auprès des industries en Wallonie, facilitateur cogénération, potentiel de récupération de chaleur fatale (cf. références ICEDD).

Chapitre 2

Besoins et offres en chaleur

I. ESTIMATION DES BESOINS EN CHALEUR EN 2012

La source d'information, pour établir les besoins de chaleur en Wallonie en 2012, est le bilan énergétique officiel publié par la DGO4, division de l'énergie, qui correspond aux statistiques de consommation d'énergie utilisées pour les rapports internationaux, pour répondre aux directives européennes consacrées à l'énergie et pour les politiques régionales en cette matière.

Le soumissionnaire n'expliquera pas les méthodes de rapportage utilisées pour établir ces bilans énergétiques, elles font l'objet de rapports disponibles auprès de la DGO4.

Nous définissons deux besoins de chaleur.

Tout d'abord le **besoin global de chaleur**, c'est-à-dire l'ensemble des besoins de chaleur, indépendamment du niveau de température, somme de la chaleur procédé industriel, chauffage, eaux chaude sanitaire et cuisson.

Le second besoin comprend les usages de la chaleur à plus basse température (50°C à 250°C) qui peuvent être assurés par des réseaux de chaleur ou des cogénérations (eau chaude ou vapeur). Nous les appelons **besoins de chaleur substituables** dans la suite du document. Sont exclus de ces besoins de chaleur substituables, les besoins de chaleur industrielle à haute température et les besoins de cuisson, difficilement substituables par un réseau de chaleur, par une cogénération ou encore par une récupération de chaleur fatale.

L'analyse des besoins de chaleur, globaux et substituables, s'effectue pour chaque secteur d'activité du paysage énergétique wallon (domestique, logement et tertiaire, et industrie).

Les consommations de l'agriculture et des transports sont exclues de l'analyse, car elles ne concernent pas des besoins de chaleur ou de froid. 38 TWh sont ainsi exclus de l'analyse, soit 30% du bilan de consommation finale. Pour l'industrie, seule la consommation hors non énergétique est concernée, soit 41,6 TWh sur les 45,5 TWh. Le non énergétique représente l'utilisation de combustible pour la fabrication des produits, comme le gaz naturel pour produire des engrais.

I.1 RÉSULTATS GLOBAUX

La synthèse des besoins de chaleur est présentée dans le tableau ci-dessous, le détail par secteur est présenté dans les paragraphes suivants. Le total de 86,342 TWh représente 67,5% de la consommation finale totale de la Wallonie (128 TWh).

Secteur	Chaleur process (haute t°)	Chauffage	Chauffage appoint	ECS	Cuisson	Autres usages	TOTAL	Besoin chaleur totaux	Chaleur substituable	Part Chaleur substituable
Tertiaire	-	6,924	-	0,785	0,007	5,895	13,611	7,716	7,709	56,6%
Logement	-	20,181	2,246	3,608	0,878	4,187	31,101	26,913	26,035	83,7%
Industrie	19,585	11,319	-	-	-	10,726	41,630	30,904	11,319	27,2%
Total	19,585	38,423	2,246	4,393	0,886	20,808	86,342	65,533	45,063	52,2%

Tableau 5 : synthèse des besoins de chaleur en Wallonie, par usage et par secteur. (TWh)

Les besoins globaux de chaleur (65,533 TWh) représentent 76% de la consommation énergétique totale des 3 secteurs, ce qui montre l'importance de ces besoins dans le bilan énergétique. Plus de la moitié (52,2%) de la

consommation finale d'énergie des trois secteurs sont des besoins de chaleur substituable, soit un total de 45,063 TWh. La contribution majeure dans ce total est apportée par les besoins du logement (26,035 TWh, 58%), ensuite par l'industrie (11,319 TWh, 25%) et enfin par le tertiaire (7,709 TWh, 17%).

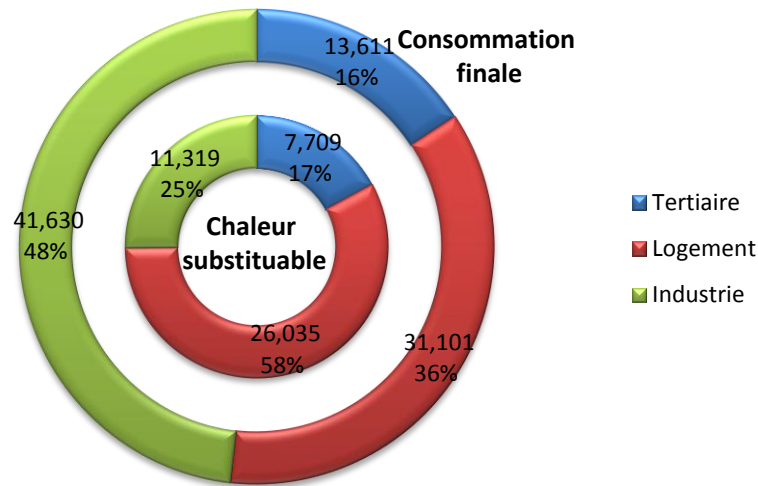


Figure 12 : Répartition de la consommation finale d'énergie et des besoins de chaleur substituable en Wallonie (TWh, 2012)

La figure ci-dessus représente, à l'extérieur, la part de chaque secteur dans la consommation énergétique finale (des 3 secteurs). Le cercle intérieur représente la part de ces trois secteurs dans les besoins de chaleur substituable. Si l'industrie pèse pour près de la moitié (48%) de la consommation énergétique, les besoins de chaleur qui peuvent être apportés par un réseau ou une cogénération ne représentent qu'un quart du total des besoins substituable. A l'inverse, le logement, qui représente 36% de la consommation d'énergie, présente 58% des besoins de chaleur substituable, c'est de loin, le secteur avec le plus gros potentiel de substitution.

1.2 LE BESOIN DE CHALEUR DANS LE SECTEUR DU LOGEMENT

1.2.1 Sources

Les bilans énergétiques régionaux de la DGO4 renseignent la consommation par vecteur énergétique et par usage dans le secteur du logement, depuis 1990 jusqu'en 2012, comme illustré à la section I.1 du chapitre I, en page 10.

1.2.2 Méthodes

Les usages de l'énergie consommée dans le secteur du logement sont répartis entre chauffage principal central (une unité de production et distribution de la chaleur dans les pièces d'habitation ou convecteurs électriques à accumulation), chauffage principal décentralisé (des convecteurs, poêles, inserts indépendants dans les pièces d'habitation), chauffage d'appoint (apport supplémentaire et limité dans le temps de chaleur), production d'eau chaude sanitaire (ECS), cuisson, divers usages de l'électricité (éclairage, frigo, congélateur, machines pour le linge, etc.).

Les usages sont déterminés par vecteur énergétique : charbon, mazout, gaz naturel, butane-propane, électricité, bois, autres (cogénération, solaire, PAC, ...).

Les besoins globaux de chaleur comprennent les usages du chauffage principal, du chauffage d'appoint, de l'ECS et de la cuisson.

Le besoin de chaleur substituable, qui peut être couvert par un apport extérieur lié à un réseau de chaleur ou une cogénération ne comprend pas les besoins de cuisson.

1.2.3 Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2012, la consommation totale est de 31,1 TWh, les besoins globaux de chaleur du secteur logement s'élèvent à 26,913 TWh, soit 87% du total.

Les **besoins de chaleur substituable** (cuisson déduite) atteignent **26,035 TWh** en 2012, soit **84%** de la consommation totale du secteur.

Ces 26 TWh sont donc le potentiel maximal substituable pour le logement au sein de la Région wallonne.

Dans le temps imparti dans le cadre de cette mission, il n'est pas possible de définir un potentiel substituable théorique qui tient compte de la localisation des logements soit à proximité d'une source de chaleur fatale, soit assurant une densité d'habitat rendant un réseau de chaleur techniquement réalisable.

Ils seront cependant cartographiés par commune, les consommations communales du logement étant connues par ailleurs. Nous appliquons la même répartition par usage dans chaque commune que celle déterminée au niveau régional.

La répartition des consommations du logement par commune se base sur le nombre et le type de logement par commune, de son niveau d'isolation et de la durée de la saison de chauffe communale, déterminée par les mesures à la station météorologique la plus proche.

Le détail des besoins de chauffage, substituables ou non, est donné dans le tableau suivant, par vecteur énergétique.

Type logement	Usage	Gasoil	Gaz naturel	Charbon	Butane propane	Bois	Vapeur cogén.	Géothermie	Pompes à chaleur	Solaire thermique	Electricité	Total
Tous logements	Electricité spécifique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,188	4,188
Tous logements	Cuisson	0	0,211	0,001	0,090	0,006	0	0	0	0	0,572	0,878
Tous logements	Eau chaude sanitaire	0,966	1,317	0,001	0,307	0,021	0,002	0	0	0,075	0,919	3,608
Tous logements	Chauffage d'appoint	0	0	0,010	0	1,916	0	0	0	0	0,320	2,246
Sous-total hors chauffage	Total hors chauffage	0,966	1,528	0,011	0,397	1,943	0,002	0,000	0,000	0,075	5,998	10,920
Appartements Chauff. princip.	Chauffage central	0,643	1,186	0,001	0,006	0,004	0,004	0,002	0,018	0	0,105	1,968
Appartements Chauff. princip.	Chauffage décentr.	0,004	0,147	0,011	0,006	0,008	0	0	0,003	0	0,074	0,253
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage central	9,102	5,621	0,013	0,133	0,253	0,001	0	0,068	0	0,363	15,554
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage décentr.	0,746	0,768	0,299	0,014	0,318	0,000	0	0,020	0	0,240	2,406
Sous-total Chauffage	Total chauffage	10,495	7,722	0,324	0,159	0,583	0,005	0,003	0,109	0	0,783	20,181
Total chauffage et hors chauffage		11,461	9,250	0,335	0,556	2,525	0,006	0,003	0,109	0,075	6,780	31,101
besoin global chaleur	Total	11,461	9,250	0,335	0,556	2,525	0,006	0,003	0,109	0,075	2,593	26,913
besoin global chaleur	En part du total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	38%	87%
Chaleur substituable	Total	11,461	9,040	0,335	0,466	2,520	0,006	0,003	0,109	0,075	2,021	26,035
Chaleur substituable	En part du total	100%	98%	100%	84%	100%	100%	100%	100%	100%	30%	84%

Tableau 6 : Répartition de la consommation du logement par vecteur et par usage en 2012, avec les besoins de chauffage (TWh).

1.3 LE BESOIN DE CHALEUR DANS LE SECTEUR DU TERTIAIRE

1.3.1 Sources

Les bilans énergétiques régionaux de la DGO4 renseignent la consommation par vecteur énergétique, par sous-branche et par usage dans le secteur du tertiaire, depuis 2000 jusqu'en 2012, comme illustré en I.2 du chapitre I, page 12.

1.3.2 Méthodes

Les usages dans le secteur tertiaire sont analysés séparément pour l'électricité et pour les combustibles, et ce de manière différenciée par branches d'activité (commerces, soins et santé, bureaux, administration, culture, ...).

L'usage des combustibles est réparti entre des besoins de chauffage, de production d'eau chaude sanitaire (ECS) et d'autres usages.

L'usage de l'électricité est réparti entre des besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire, de cuisson, de production de froid (réfrigération, congélation), de conditionnement d'air, de bureautique, d'éclairage, de pompe de circulation et des autres usages.

Les besoins de chauffage comprennent les usages du chauffage électrique et combustibles, de l'ECS électrique et combustibles et de la cuisson. **Le besoin de chaleur substituable**, qui peut être couvert par un apport extérieur lié à un réseau de chaleur ou une cogénération ne comprend pas les besoins de cuisson.

1.3.3 Limites

La répartition par usage date de l'étude de STEM (voir référence page 14) en 2000 et n'est pas mise à jour par des enquêtes annuelles. La répartition se fait au niveau d'une branche ou d'une sous-branche du secteur tertiaire et suppose donc un fonctionnement analogue pour l'ensemble des établissements d'une même branche.

En cas de dimensionnement d'installation, il sera nécessaire de définir plus précisément les besoins à couvrir pour les établissements concernés par le projet.

1.3.4 Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2012, la consommation totale est de 13,611 TWh, les besoins globaux de chaleur du secteur tertiaire s'élèvent à 7,716 TWh, soit 56,7% du total.

Les **besoins de chaleur substituable** (cuisson déduite) atteignent **7,709 TWh** en 2012, soit **56,6%** de la consommation totale du secteur.

Ces 7,7 TWh sont donc le potentiel maximal substituable pour le tertiaire au sein de la Région wallonne.

Il n'est pas possible de définir un potentiel substituable théorique qui tient compte de la localisation de l'ensemble des établissements situés soit à proximité d'une source de chaleur fatale, soit assurant une densité de localisation rendant un réseau de chaleur économiquement rentable.

Ils seront cependant cartographiés par commune, les consommations communales du tertiaire étant connues par ailleurs. Par contre, les consommations individuelles de près de 2 400 établissements du secteur tertiaire sont connues par enquête, les besoins de chaleur substituable en sont déduits sur base de leur branche d'activité. Ils sont géolocalisables et font l'objet d'une représentation cartographique. Ils représentent 23% du total consommé.

Le détail des besoins de chauffage, substituables ou non, est donné dans le tableau suivant, par type de vecteur énergétique et par usage.

	Usages de combustibles	Chauffage	Eau chaude	Autres usages	Total	Ss-Total Chaleur substituable	Part chaleur substituable
Commerce		2,840	0,228	0,009	3,076	3,068	99,7%
Transport communication		0,175	0,020	0,008	0,203	0,195	96,0%
Banques assur. serv.entr.		0,190	0,017	0,000	0,207	0,207	100,0%
Enseignement		1,201	0,063	0,016	1,279	1,263	98,8%
Soins santé		0,635	0,225	0,143	1,004	0,861	85,8%
Culture et sport		0,452	0,053	0,021	0,526	0,505	96,0%
Autres services		0,420	0,049	0,020	0,488	0,468	96,0%
Administration		0,746	0,065	0,000	0,811	0,811	100,0%
Divers		0,153	0,018	0,007	0,178	0,171	96,0%
Total		6,812	0,737	0,223	7,772	7,549	97,1%

Usages électriques	Eclairage	Chauffage	Eau chaude	Cuisine	Froid	Condition. d'air	Pompes de circulation	Bureautique	Autres	Total	Ss-Total Chaleur substituable	Part chaleur substituable
Commerce	0,955	0,051	0,048	0,007	0,379	0,266	0,153	0	0,565	2,425	0,099	4,1%
Transport communication	0,079	0,012	0	0	0	0,031	0,029	0,007	0,166	0,323	0,012	3,6%
Banques assur. serv.entr.	0,216	0,012	0	0	0	0,080	0,092	0,151	0,065	0,616	0,012	2,0%
Enseignement	0,251	0,008	0	0	0,016	0,035	0,039	0,038	0,022	0,408	0,008	1,9%
Soins santé	0,164	0,007	0	0	0	0,043	0,029	0	0,271	0,514	0,007	1,3%
Culture et sport	0,060	0,010	0	0	0	0,024	0,022	0	0,142	0,257	0,010	3,7%
Autres services	0,030	0,005	0	0	0	0,012	0,011	0	0,072	0,131	0,005	3,7%
Administration	0,131	0,007	0	0	0	0,049	0,056	0,092	0,039	0,374	0,007	2,0%
Divers	0,429	0,000	0	0	0	0,000	0,000	0,000	0,362	0,792	0,000	0,0%
Total	2,315	0,111	0,048	0,007	0,395	0,540	0,431	0,287	1,704	5,839	0,160	2,7%

Usage total	Chauffage	Eau chaude	Cuisson	autres usages	TOTAL	besoin global chaleur	Part besoin de chaleur	Ss-Total Chaleur substituable	Part chaleur substituable
Commerce	2,891	0,276	0,01	2,327	5,501	3,174	57,7%	3,167	57,6%
Transport communication	0,186	0,020	0,00	0,319	0,526	0,207	39,3%	0,207	39,3%
Banques assur. serv.entr.	0,202	0,017	0,00	0,604	0,823	0,219	26,6%	0,219	26,6%
Enseignement	1,208	0,063	0,00	0,416	1,687	1,271	75,3%	1,271	75,3%
Soins santé	0,642	0,225	0,00	0,650	1,517	0,867	57,2%	0,867	57,2%
Culture et sport	0,462	0,053	0,00	0,269	0,783	0,515	65,7%	0,515	65,7%
Autres services	0,424	0,049	0,00	0,145	0,619	0,473	76,5%	0,473	76,5%
Administration	0,754	0,065	0,00	0,367	1,185	0,819	69,1%	0,819	69,1%
Divers	0,153	0,018	0,00	0,799	0,970	0,171	17,6%	0,171	17,6%
Total	6,924	0,785	0,01	5,895	13,611	7,716	56,7%	7,709	56,6%

Tableau 7 : Répartition de la consommation du tertiaire par branche, par type de vecteur et par usage en 2012, avec les besoins de chauffage (TWh).

1.4 LE BESOIN DE CHALEUR DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL

1.4.1 Sources

Les bilans énergétiques régionaux de la DGO4 renseignent la consommation par vecteur énergétique et par sous branche dans le secteur industriel, depuis 1985 jusqu'en 2012, comme illustré à la section I.3 du chapitre I (page 15). Il n'y a pas d'usage de l'énergie calculé dans les bilans.

Une source utile pour les usages de l'énergie est le rapport « Scénarios de développement de la cogénération en région wallonne » réalisé en 2005 pour la CWaPE. Ce rapport définit la part de la chaleur par branche d'activité industrielle qui est substituable par un apport de cogénération (ou par un réseau de chaleur).

Enfin, le rapport « Répartition des besoins énergétiques en industrie » rédigé dans le cadre de la mission INFOIND 12 pour le compte de la DGO4 renseigne l'usage de l'électricité pour quelques branches principales du secteur industriel.

1.4.2 Méthodes

Pour estimer les besoins de chaleur du secteur industriel, l'hypothèse la plus communément admise est de considérer l'ensemble de la consommation de combustibles. Ceci représente, en fonction des branches, des gammes de température très différentes, allant de valeurs autour des 100°C jusqu'à des valeurs supérieures à 1500°C. Pour le calcul du besoin de chaleur substituable de la consommation des combustibles, nous utilisons le tableau issu du travail sur le potentiel de cogénération, repris ci-dessous. Le total est ensuite calculé par branche.

CSB	Sous Branche	% substituable
100	SIDERURGIE	5%
200	MINERAUX NON FERREUX	5%
300	CHIMIE ORGANIQUE ET INORGANIQUE	72%
300	PARACHIMIE (HORS O2)	71%
300	OXYGENE	90%
300	ENGRAIS	77%
300	CHIMIE	72%
400	CIMENT	3%
400	CHAUX, CARRIERES ET DOLOMIE	0%
400	VERRE PLAT	0%
400	AUTRES MINERAUX NON METALLIQUES	20%
500	SUCRERIES	7%
500	LAITERIES	9%
500	AUTRE ALIMENTATION	7%
600	TEXTILE	76%
700	PATE A PAPIER	92%
700	PAPIER IMPRIMERIE	92%
800	OUVRAGES EN METAUX	57%
800	CONSTRUCTIONS ELECTRIQUES	57%
800	MATERIEL DE TRANSPORT	57%
800	FABRICATIONS METALLIQUES (NON PRECISE)	57%
900	AUTRES INDUSTRIES	53%
900	SCIERIES et BOIS d'ŒUVRE	53%
900	PALLETERIES	53%

Tableau 8 : part de la chaleur substituable par branches industrielles du bilan énergétique.

Pour déterminer l'usage de l'électricité consommée par branches industrielles, l'étude réalisée dans le cadre de la mission INFOIND 12 réalisée en collaboration avec les fédérations industrielles nous 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 9 : part de la chaleur substituable par branches industrielles du bilan énergétique.

Les fédérations sont les suivantes :

- FEVIA : secteur de l'alimentation, agro-alimentaire, CSB 500 ;
- ESSENSCIA : secteur de la chimie, parachimie, CSB 300 ;
- FIV-GSV-FEBELCEM-Chaux : secteur du verre, de la sidérurgie, du ciment, de la chaux (minéraux non-métallique), CSB 100 et 400 ;
- Industrie extractive ;
- AGORIA-FEDUSTRIA-FETRA-FEBELGRA : technologie, textile et bois, papier et imprimerie, CSB 600, 700, 800 et 900

1.4.3 Limites

L'avantage de la méthode utilisée réside dans la fourniture d'une estimation globale relativement rapide des besoins de chaleur du secteur industriel. Le détail par branche d'activité permet d'affiner l'analyse.

Les entreprises au sein d'une même fédération ou d'une même branche d'activité peuvent avoir des besoins fondamentalement différents les uns des autres. Seule une étude exhaustive, par enquête individuelle, permettra de préciser les besoins substituables réels. Cette étude dépasse le cadre de la mission. Par ailleurs cette analyse doit être faite sur site en cas de développement de projets de récupération de chaleur fatale, de réseau de chaleur ou encore de cogénération.

1.4.4 Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2012, la consommation totale est de 41,63 TWh, les besoins globaux de chaleur du secteur industriel s'élèvent à 30,904 TWh, soit 74% du total.

Les **besoins de chaleur substituable** (<250°C) atteignent **11,319 TWh** en 2012, soit **27,2%** de la consommation totale du secteur.

Ces 11,3 TWh sont donc le potentiel maximal substituable pour l'industrie en région.

Il n'est pas possible de définir un potentiel substituable théorique qui tient compte de la localisation de l'ensemble des établissements situés, soit à proximité d'une source de chaleur fatale, soit assurant une densité de localisation rendant un réseau de chaleur économiquement rentable.

Ils seront cependant cartographiés par commune, les consommations communales de l'industrie étant connues par ailleurs.

Par contre, les consommations individuelles de près de 540 établissements du secteur industriel sont connues par enquête, les besoins de chaleur substituables en sont déduits sur base de leur branche d'activité. Ils sont géolocalisables et font l'objet d'une représentation cartographique. Ils représentent 87% du total consommé.

Le détail des besoins de chauffage, substituables ou non, est donné dans le tableau suivant, par vecteur énergétique et le total hors non énergétique (NE).

CSB	Secteur	Electricité	Combustibles	Total (hors NE)	Chaleur substituable	Part chaleur substituable	besoin global chaleur
100	SIDERURGIE	2,546	3,704	6,250	0,185	3,0%	3,704
200	NON FERREUX	0,072	0,129	0,201	0,006	3,2%	0,129
300	CHIMIE	2,995	5,634	8,629	4,167	48,3%	5,634
400	MINERAUX NON METALLIQUES	1,905	12,556	14,461	0,314	2,2%	12,556
500	ALIMENTATION	1,145	3,554	4,700	2,564	54,6%	3,554
600	TEXTILE	0,150	0,130	0,279	0,098	35,3%	0,130
700	PAPIER	0,728	3,057	3,785	2,812	74,3%	3,057
800	FABRICATIONS METALLIQUES	0,602	0,929	1,531	0,529	34,6%	0,929
900	AUTRES INDUSTRIES	0,583	1,212	1,795	0,642	35,8%	1,212
TOTAL INDUSTRIE		10,726	30,904	41,630	11,319	27,2%	30,904

Tableau 10 : répartition de la consommation de l'industrie par branche et par usage en 2012 (TWh).

II. ESTIMATION DE L'ÉVOLUTION DES BESOINS DE CHALEUR

Une approche pour chacun des secteurs (résidentiel, tertiaire, industrie) a été développée par PwC en vue d'appréhender l'évolution des besoins de chaleur en Wallonie jusqu'en 2030. Ces estimations reposent sur l'évaluation des *besoins de chaleur totaux* de 2012 et considèrent l'évaluation prospective de différents paramètres clés ayant été réalisée par le Bureau fédéral du Plan, ou à défaut sur l'évaluation historique de certains paramètres.

La Commission européenne indique que les prévisions doivent tenir compte des tendances enregistrées au sein des principaux secteurs de l'économie (EC, 2013) :

- Cette analyse devrait tenir compte de l'évolution probable de la demande de chaleur dans les **secteurs industriels**, tout en tenant compte des évolutions structurelles à long terme (désindustrialisation, réindustrialisation, amélioration de l'efficacité énergétique, impact de nouvelles technologies de production) ainsi que des changements cycliques à court terme.
- L'évolution de la demande chaleur dans les **bâtiments** devrait inclure l'impact des améliorations de l'efficacité énergétique conformément à la méthode de calcul prévue par la Directive 2010/31/UE (article 3).

II.1 ÉVOLUTION DES BESOINS DE CHALEUR DU SECTEUR RÉSIDENTIEL

II.1.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur du secteur résidentiel jusqu'en 2030 ont été estimés sur base des projections de l'évolution annuelle des besoins de chaleur du secteur résidentiel en 2012 (soit le « g » de l'équation 1).

Equation 1 : Projection du taux de croissance des besoins de chaleur du secteur résidentiel

$$BC_{t2}^R = BC_{t1}^R * (1 + g) \rightarrow g = \frac{BC_{t2}^R}{BC_{t1}^R} - 1$$

$$\text{Avec } BC = \left[\frac{BC}{m^2} \right] * \left[\frac{m^2}{Log} \right] * [Log]$$

$$g = \left\{ \left(1 + \Delta \frac{BC}{m^2} \right) * \left(1 + \Delta \frac{m^2}{Log} \right) * \left(1 + \Delta Log \right) \right\} - 1$$

Légende : R = Résidentiel ; BC= besoins de chaleur; g = Evolution annuelle des besoins de chaleur ; Log = Logements

Sur base de l'équation 1, il ressort que l'évolution des besoins de chaleur du secteur résidentiel est dépendante de l'évolution des performances énergétiques des bâtiments, de l'évolution de la superficie moyenne des logements et de l'évolution du nombre de logements. Par conséquent, en vue de pouvoir procéder à l'estimation des besoins de chaleur jusqu'en en 2030, il convient d'avoir une estimation des variations annuelles des besoins de chaleur par mètre carré, de la taille moyenne des logements ainsi que du nombre de logements jusqu'en 2030.

1. Estimation de l'évolution des performances énergétiques des bâtiments

Nous partons de l'hypothèse que deux paramètres contribuent à l'évolution des besoins de chaleur par mètre carré, à savoir les degrés jours et l'amélioration des performances énergétiques du bâtiment⁹ (voir équation 2) :

Equation 2 : Estimation de l'évolution des besoins de chaleur par mètre carré

$$\Delta \frac{BC}{m^2} = \alpha \Delta dj + \beta \Delta EE$$

Légende :

- BC = besoins de chaleur
- Log = logements
- dj = degrés-jours
- EE = Performances énergétiques du bâtiment (besoins de chaleur/m²)
- $\alpha = \left[\frac{\text{contribution } dj}{\Delta dj} \right] = 0,04\%$ (Estimation du Bureau fédéral du Plan)
- $\beta = \left[\frac{\text{contribution } EE}{\Delta EE} \right] = 1 - \alpha$

- **Concernant l'évolution des degrés-jours jusqu'en 2030**, nous partons de l'hypothèse, tout comme le propose le Bureau fédéral du Plan (2014 bis) que les degrés-jours sont supposés rester constants et se maintenir à leur niveau de 2005. Partant de cette hypothèse et sur base l'estimation des degrés-jours qui est faite au sein du bilan énergétique de la Région bruxelloise (ICEDD, 2014) pour 2005, nous estimons que les degrés-jours seront de 1828 chaque année jusqu'en 2030.¹⁰ Etant donné que nous maintenons un niveau constant de degrés jours jusqu'en 2030, la contribution des degrés-jours à l'évolution des besoins de chaleur par logement sera nulle. *Il importe de bien préciser que le raisonnement présenté ci-dessus porte sur la contribution de l'évolution des degrés jours à l'évolution des besoins de chaleur et non sur la contribution des degrés jours d'une année à la consommation de combustibles de cette même année.* Dans le cas qui nous concerne ici, tout en posant l'hypothèse que les degrés jours seront de 1828 pour chaque année jusqu'à 2030, la contribution de l'évolution des degrés jours à l'évolution de la demande de chaleur est bien nulle.

D'après des estimations réalisées par le Bureau fédéral du Plan, le paramètre α serait de 0,04%. Autrement dit, une augmentation d'un degré-jour entraînerait une variation des besoins de chaleur de 0,04%. Corolairement à la définition du α , le paramètre β a une valeur de 0,96.

- **Concernant l'évolution des performances énergétiques des bâtiments jusqu'en 2030**, nous nous basons sur :
 - La consommation normalisée de combustibles par mètre carré (kWh/m²) enregistrée en 2012 au sein du secteur résidentiel¹¹. Elle a été estimée à partir des besoins de chaleur du secteur résidentiel (26.913 GWh), la superficie totale de logements (nombre de logements*superficie

⁹ Elle est appréhendée par l'évolution de la consommation d'énergie répondant aux besoins de chauffage par mètre carré.

¹⁰ Il convient par ailleurs d'indiquer que cette hypothèse permet de lisser les variations importantes qu'ont connues les degrés jours ces dernières années. Ils étaient de 2309 en 2010, 1515 en 2011 et 1915 en 2012.

¹¹ La consommation normalisée de combustibles est obtenue en appliquant la formule suivante : 26.913 GWh * 1828 degrés jours / 1915 degrés jours.

moyenne des logements) et le ratio de normalisation (1828 degrés jours/1915 degrés jours). La consommation de combustibles a été normalisée afin de ne pas tenir compte de l'impact des variations des degrés-jours sur l'évolution de la consommation de combustibles. Sur cette base, la consommation de combustibles normalisée en 2012 était de 167,7 kWh/m² (voir Tableau ci-dessous pour plus d'informations).

	2012
<i>Consommation de combustibles (GWh)</i>	26.913,05 GWh
<i>Nombre de logements en Wallonie</i>	1.522.000
<i>Surface moyenne logements en Wallonie</i>	100,7
<i>Consommation combustibles/mètre carré (kWh/m²)</i>	175,7kWh/m ²
Degrés-jours	1915
<i>Consommation moyenne normalisée (consommation de combustibles/m²)</i>	167,7 kWh/m²

Tableau 11 : Consommation de combustibles par mètre carré en 2012

- L'entrée en vigueur du Règlement (UE) N°813/2013 de la Commission du 2 août 2013 portant application de la Directive 2009/125/CE en ce qui concerne les exigences d'écoconception applicables aux dispositifs de chauffage des locaux et aux dispositifs de chauffage mixtes. Ce dernier prévoit de porter la majorité des équipements à une efficacité saisonnière de 86% (Hs pouvoir calorifique supérieur).
- Une situation actuelle où le rendement annuel (saisonnier) moyen de la production n'excède pas 70% (Hs pouvoir calorifique supérieur).
- De la persistance d'une exception au Règlement N°813/2013 se rapportant à 20% du parc de chaudières individuelles en résidentiel collectif.

Sur base de ces différentes informations, nous émettons l'hypothèse qu'à l'horizon 2030, 80% des chaudières auront atteint le rendement saisonnier de 86% Hs, tandis que les 20% restant seront inchangés par rapport à 2012. *Sur cette base, nous estimons que la consommation de combustibles par mètre carré serait de 142,7 kWh/m² en 2030 contre 167,7 kWh/m² en 2012* (soit une diminution annuelle moyenne de la consommation de combustibles par m² de 0,89%).

Il convient d'indiquer que l'évolution de la performance énergétique des logements repose uniquement sur l'évolution des performances des équipements de chauffage. Par conséquent, les projections afférentes aux besoins de chaleur dans le résidentiel qui sont présentées dans le présent rapport sont à considérer comme une borne supérieure. La prise en compte des facteurs liés à l'amélioration des enveloppes des bâtiments contribuera à une diminution plus importante des besoins de chaleur dans le résidentiel.

2. Estimation de l'évolution de la superficie moyenne des logements

En vue de pouvoir estimer l'évolution de la superficie moyenne des logements, nous avons tenu compte des paramètres repris ci-après :

- L'évolution de la superficie totale des logements en faisant la distinction entre les logements existants et les nouveaux logements. Les projections de la superficie moyenne des nouveaux logements ont été réalisées en tenant compte de l'évolution de la superficie moyenne des nouveaux logements enregistrée entre 2000 et 2012 en Wallonie sur base des données cadastrales du SPF Economie. Globalement, la superficie moyenne des nouveaux logements a diminué en moyenne de 0,26% par an entre 2000 et 2012.
- L'évolution du nombre de logements occupés (Pour plus d'informations à ce sujet, voir la section suivante).

En tenant compte de l'évolution de la superficie totale des logements (logements existants et nouveaux logements) ainsi que de l'évolution du nombre de logements occupés, nous émettons l'hypothèse que la superficie moyenne des logements va suivre l'évolution reprise dans le graphique ci-dessous, passant en moyenne de 100,7 m²/logement en 2012 à 100,3 m²/logement en 2030.

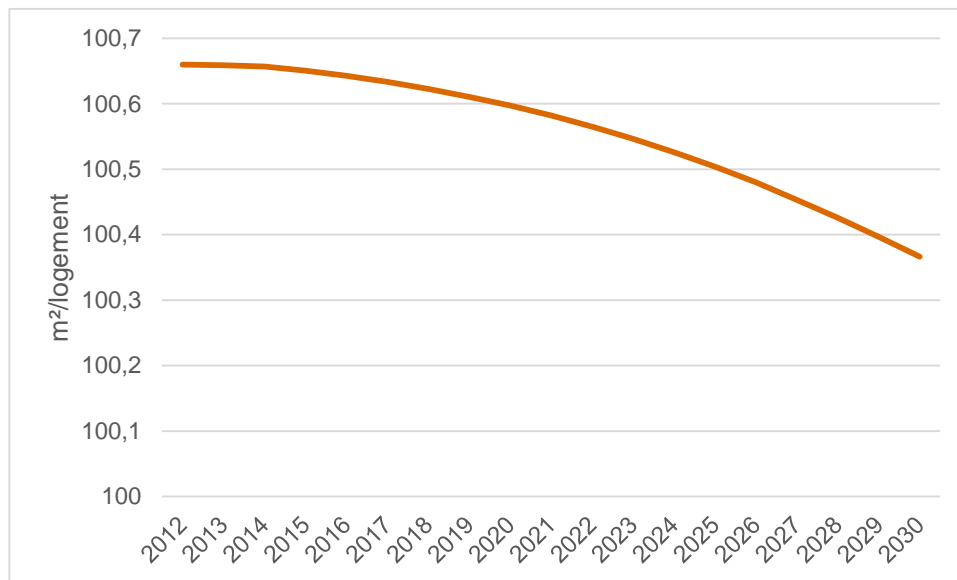


Figure 13 : Evolution de la superficie moyenne des logements (M²/logement)

3. Estimation de l'évolution du nombre de logements

En vue de pouvoir estimer l'évolution du nombre de logements, nous prenons en compte *l'évolution du nombre de ménages* en Wallonie jusqu'en 2030 d'après les projections réalisées par le Bureau fédéral du Plan (BFP, 2014)¹². Ce dernier considère que le nombre de ménages wallons va augmenter de 13% entre 2012 et 2030 (soit 0,68% en moyenne annuelle), passant de 1.529.680 en 2012 à 1.728.594 ménages wallons. C'est donc ce pourcentage annuel de 0,68% qui est pris en considération pour appréhender l'évolution du nombre de logements en Wallonie.

¹² Bureau fédéral du Plan (2014), "Perspectives démographiques 2013-2060 : Population, ménages et quotients de mortalité prospectifs", Bruxelles.

II.1.2 Résultats

Globalement, nous estimons que les besoins de chaleur globaux dans le secteur résidentiel vont diminuer en moyenne annuelle de 0,23% par an, passant de 26.913 GWh en 2012 à 25.811 GWh en 2030.¹³ Cette évolution découle principalement de l'amélioration de l'efficacité énergétique (besoins de chaleur/m²) et de la diminution escomptée de la taille des logements.

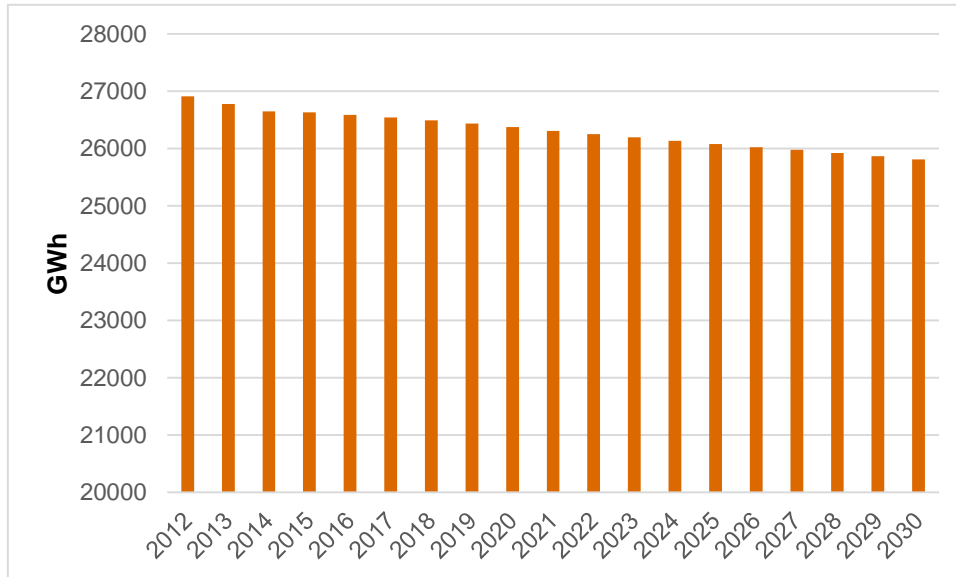


Figure 14 : Projections besoins de chaleur – Résidentiel (GWh)

¹³ Les besoins de chaleur en 2030 sont obtenus en appliquant le taux de croissance « g » de l'équation 1. Pour rappel, le taux de croissance à appliquer découle de l'évolution des besoins de chaleur par m², de la superficie moyenne des logements et du nombre de logements.

II.2 EVOLUTION DES BESOINS DE CHALEUR DU SECTEUR TERTIAIRE

II.2.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur du secteur tertiaire jusqu'en 2030 ont été estimés sur base des projections de l'évolution annuelle des besoins de chaleur du secteur tertiaire en 2012 (soit le « g » de l'équation 3).

Equation 3 : Projection du taux de croissance des besoins de chaleur du secteur tertiaire

$$BC_{t2}^T = BC_{t1}^T * (1 + g) \rightarrow g = \frac{BC_{t2}^T}{BC_{t1}^T} - 1$$

$$\text{Avec } BC = \frac{BC}{VA} * VA:$$

$$g = \frac{\left(\frac{BC_{t2}}{VA_{t2}}\right) * VA_{t2}}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \frac{\left[\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * \left(1 + \Delta \frac{BC}{VA}\right)\right] * [(VA_{t1}) * (1 + \Delta VA)]}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1$$

$$BC_{t2}^T = BC_{t1}^T * (1 + [\{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1]) = BC_{t1}^T * \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\}$$

Légende : T = Tertiaire ; BC = besoins de chaleur ; g = Evolution annuelle des besoins de chaleur ; VA = valeur ajoutée

Sur base de l'équation 3, il ressort que l'évolution des besoins de chaleur du secteur tertiaire est dépendante de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée (efficacité énergétique) ainsi que de l'évolution de la valeur ajoutée. Par conséquent, en vue de pouvoir procéder à l'estimation des besoins de chaleur jusqu'en 2030, il convient d'avoir une estimation des variations annuelles des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée ainsi que de la valeur ajoutée jusqu'en 2030.

1. Estimation de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée :

En vue de pouvoir appréhender l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée du secteur tertiaire, nous utilisons les projections de l'évolution de l'efficacité énergétique tertiaire qui sont réalisées par le Bureau fédéral du Plan (BFP, 2014 bis)¹⁴. Entre 2010 et 2030, le Bureau fédéral du Plan considère que l'efficacité énergétique au sein du tertiaire belge va s'améliorer de 1,7% par an.

2. Estimation de l'évolution de la valeur ajoutée :

Afin d'estimer l'évolution de la valeur ajoutée du tertiaire wallon, nous nous référons aux dernières projections régionales qui ont été réalisées par le Bureau fédéral du Plan pour chacun des secteurs tertiaires (BFP, 2015)¹⁵. Ces projections ont été réalisées jusqu'en 2020 pour chacun des secteurs tertiaire (commerce, transport communication, banques, services aux entreprises, etc.). De 2021 à 2030, à défaut de projections régionales, nous

¹⁴ Bureau fédéral du Plan (2014 bis), « Le paysage énergétique Belge : perspectives et défis à l'horizon 2050 », Bruxelles.

¹⁵ Bureau fédéral du Plan (2015), « Perspectives économiques régionales », Bruxelles.

utilisons les projections nationales qui ne font pas la distinction entre les différents secteurs de l'économie. Ces dernières reposent sur les mêmes prescrits méthodologiques qui ont été définis pour réaliser les projections régionales (BFP, 2014 quater)¹⁶.

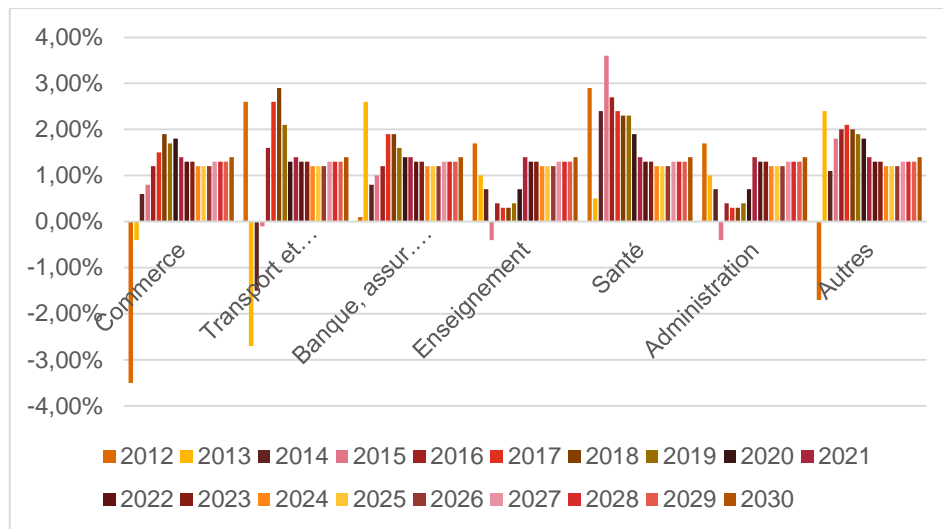


Figure 15 : Projections annuelles du taux de croissance de la valeur ajoutée (2012-2030) -Tertiaire

II.2.2 Résultats

Globalement, nous estimons que les besoins de chaleur dans le secteur tertiaire vont diminuer en moyenne annuelle de 0,47% par an, passant de 7.716,0 GWh en 2012 à 7.084,9 GWh en 2030. C'est au sein de l'enseignement et l'administration que les besoins de chaleur vont *le plus* diminuer (-0,81%/an) et au sein des soins de santé qu'ils vont *le moins* diminuer (-0,01%/an).

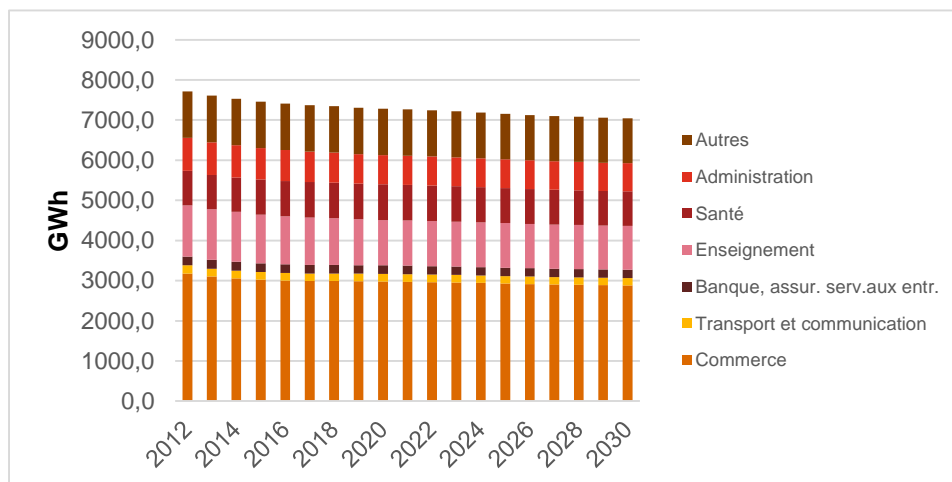


Figure 16 : Projections besoins de chaleur – Tertiaire (GWh)

¹⁶ Bureau fédéral du Plan (2014 quater), « Rapport annuel 2014 du Comité d'étude sur le vieillissement », Bruxelles.

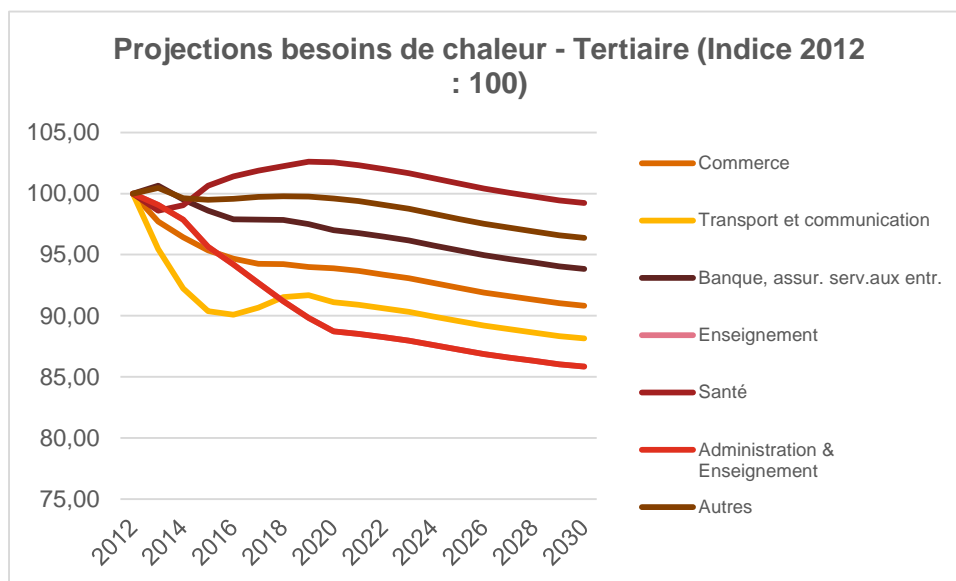


Figure 17 : Projections besoins de chaleur – Tertiaire (Indice 2012 : 100)

II.3 EVOLUTION DES BESOINS DE CHALEUR DU SECTEUR INDUSTRIEL

II.3.1 Méthodologie

Les besoins de chaleur de l'industrie wallonne jusqu'en 2030 ont été estimés sur base des projections de l'évolution annuelle des besoins de chaleur du secteur tertiaire en 2012 (soit le « g » de l'équation 4).

Equation 4 : Projection du taux de croissance des besoins de chaleur de l'industrie

$$BC_{t2}^I = BC_{t1}^I * (1 + g) \rightarrow g = \frac{BC_{t2}^I}{BC_{t1}^I} - 1$$

Avec $BC = \frac{BC}{VA} * VA$:

$$g = \frac{\left(\frac{BC_{t2}}{VA_{t2}}\right) * VA_{t2}}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \frac{\left[\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * (1 + \Delta \frac{BC}{VA})\right] * [(VA_{t1}) * (1 + \Delta VA)]}{\left(\frac{BC_{t1}}{VA_{t1}}\right) * VA_{t1}} - 1 = \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1$$

$$BC_{t2}^I = BC_{t1}^I * (1 + \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\} - 1) = BC_{t1}^I * \{(1 + \Delta \frac{BC}{VA}) * (1 + \Delta VA)\}$$

Légende : I = Industrie ; BC= besoins de chaleur; g = Evolution annuelle des besoins de chaleur ; VA = valeur ajoutée

Sur base de l'équation 4, il ressort que l'évolution des besoins de chaleur de l'industrie est dépendante de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée (efficacité énergétique) ainsi que de l'évolution de la valeur ajoutée. Par conséquent, en vue de pouvoir procéder à l'estimation des besoins de chaleur jusqu'en 2030, il convient d'avoir une estimation des variations annuelles des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée ainsi que de la valeur ajoutée jusqu'en 2030.

1. Estimation de l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée

En vue de pouvoir appréhender l'évolution des besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée de l'industrie, nous utilisons les projections de l'évolution de l'efficacité énergétique des différents secteurs industriels qui sont réalisées par le Bureau fédéral du Plan (BFP, 2014 bis).

Secteurs industriels	2010-2030
SIDERURGIE	-1,2%
NON FERREUX	-1,3%
CHIMIE	-2,1%
MINERAUX NON METALLIQUES	-0,2%
ALIMENTATION	-1,1%
TEXTILE	-1,0%
PAPIER	-1,6%
FABRICATIONS METALLIQUES	-0,8%
AUTRES INDUSTRIES	-1,2%

Tableau 12 : Projection de l'évolution de l'efficacité énergétique de l'industrie wallonne (taux de croissance annuel moyen)

2. Estimation de l'évolution de la valeur ajoutée

Afin d'estimer l'évolution de la valeur ajoutée, nous nous référons aux dernières projections régionales qui ont été réalisées par le Bureau fédéral du Plan pour chacun des secteurs industriels (BFP, 2015). Ces projections au niveau des secteurs ont été réalisées jusqu'en 2020. De 2021 à 2030, à défaut de projections régionales, nous utilisons les projections nationales qui ne font pas la distinction entre les différents secteurs de l'économie. Ces dernières reposent toutefois sur les mêmes prescrits méthodologiques qui ont été définis pour réaliser les projections régionales (BFP, 2014 quater).

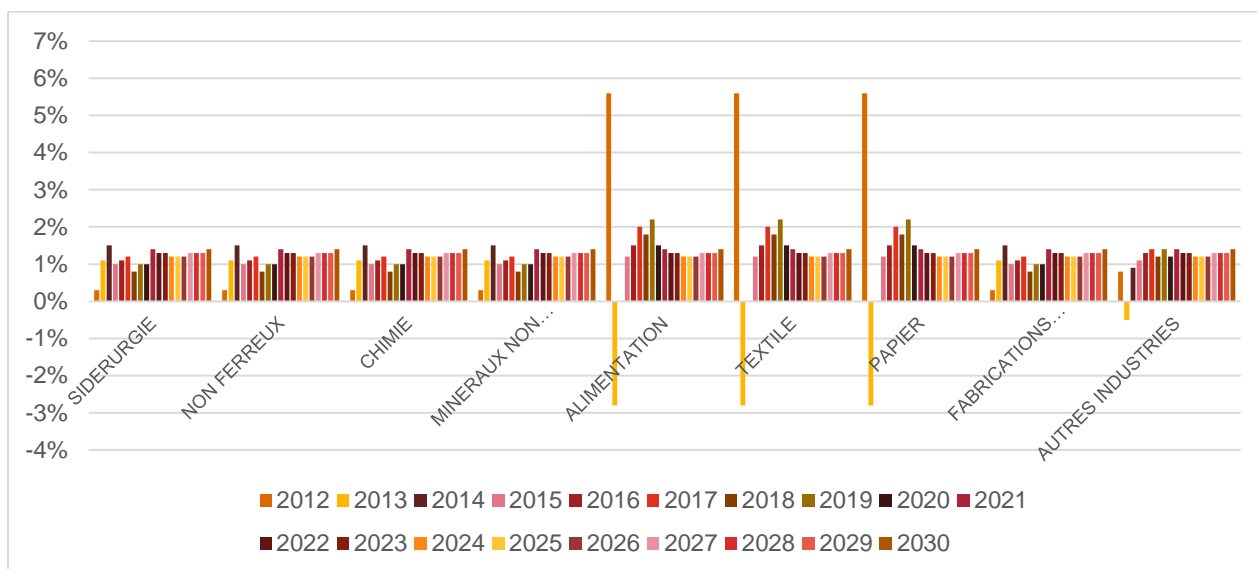


Figure 18 : Projections annuelles du taux de croissance de la valeur ajoutée (2012-2030) - Industrie

II.3.2 Résultats

Globalement, nous estimons que les besoins de chaleur dans l'industrie wallonne vont légèrement augmenter en moyenne annuelle de 0,24% par an, passant de 30.904,3 GWh en 2012 à 32.283,0 GWh en 2030. Il convient toutefois de faire la distinction entre les secteurs industriels au sein desquels les besoins de chaleur vont augmenter sur la période considérée et ceux au sein desquels les besoins de chaleur vont diminuer :

- Les secteurs industriels au sein desquels les besoins de chaleur vont *diminuer* entre 2012 et 2030 (traduisant une évolution de l'activité économique moins importante que l'amélioration de l'efficacité énergétique) sont repris ci-après : la sidérurgie (-0,01% par an), les non ferreux (-0,12% par an), la chimie (-0,93% par an), le papier (-0,50% par an) et les autres industries (-0,05% par an).
- Les secteurs industriels au sein desquels les besoins de chaleur vont *augmenter* entre 2012 et 2030 (traduisant une évolution de l'activité économique plus importante que l'amélioration de l'efficacité énergétique) sont repris ci-après : les minéraux non métalliques (+1% par an), l'alimentation (+0,01% par an), le textile (+0,11% par an) et les fabrications métalliques (+0,39% par an).

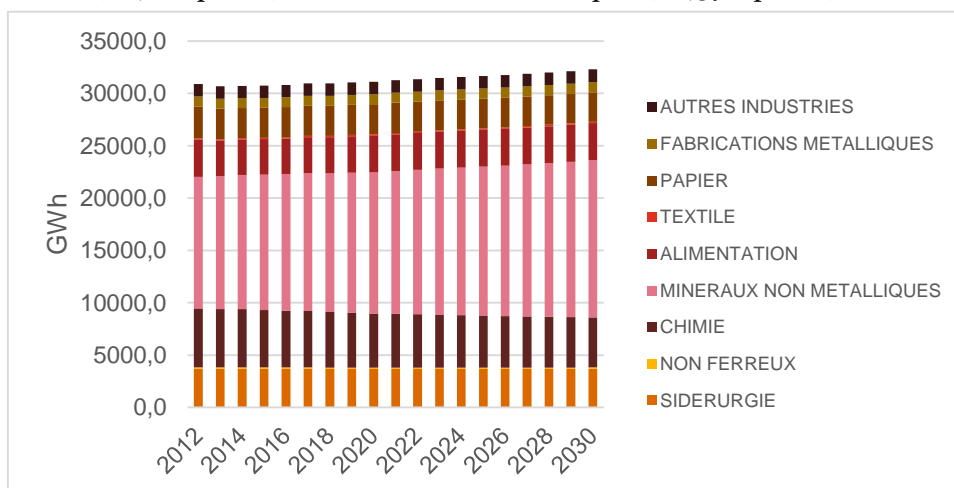


Figure 19 : Projections besoins de chaleur – Industrie (GWh)

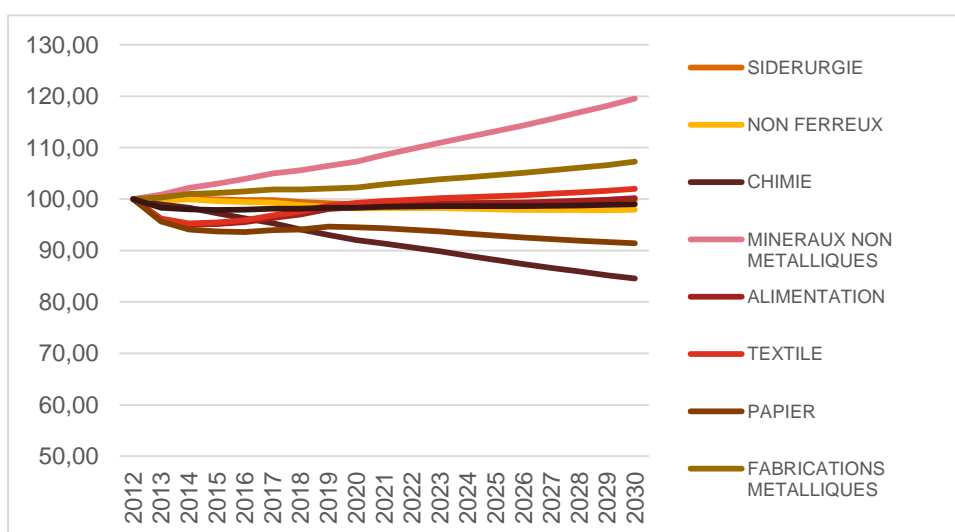


Figure 20 : Projections besoins de chaleur – Industrie (Indice 2012 : 100)

II.4 SYNTHÈSE

Globalement, nous estimons que les besoins de chaleur vont légèrement diminuer au sein de la Région wallonne d'ici 2030, passant de 65.533 GWh en 2012 à 65.179 GWh en 2030. La diminution la plus importante des besoins de chaleur se trouve au sein du secteur tertiaire, passant de 7.716 GWh en 2012 à 7.085 GWh en 2030 (soit une diminution de 0,24% par an). Au sein du secteur résidentiel, les besoins de chaleur vont diminuer en moyenne de 0,47% par an passant de 26.913 GWh en 2012 à 25.811 GWh en 2030. Au sein de l'industrie, les besoins de chaleur vont légèrement augmenter en moyenne annuelle de 0,24% passant de 30.904 GWh en 2012 à 32.283 GWh en 2030.

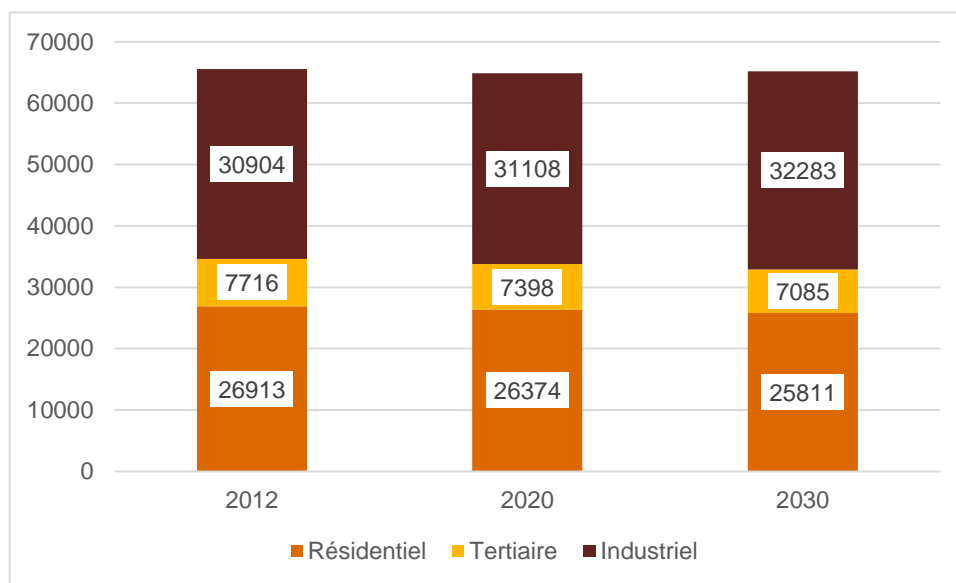


Figure 21 : Projections besoins de chaleur – synthèse (GWh)

III. ESTIMATION DES OFFRES EN CHALEUR SUR BASE DES INFRASTRUCTURES EXISTANTES

III.1 ESTIMATION DES OFFRES EN CHALEUR FATALE AU SEIN DES PRINCIPALES INDUSTRIES EN 2012

III.1.1 Sources

La source d'information principale est le bilan énergétique 2012 publié par la DGO4 (cf. I.3, page 15) : il renseigne la consommation par vecteur énergétique et par sous branche d'activité.

Pour l'approche bottom-up (cf. III.1.2 Méthodes), la source de données est l'étude réalisée en 2013 par l'ICEDD pour la DGO4, dans le cadre des missions « Infoind11 » et « Facilitateur en cogénération », qui consistait à évaluer le potentiel de récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité dans l'industrie wallonne en 2010.

Pour l'approche top-down (cf. ci-dessous), les sources de données proviennent :

- de l'étude menée par Maxime Dupont et Eugenio Sapora de EDF R&D : « The Low Temperature Heat Recovery in Industry: Which Potential and How to Access It? », 2011;
- de l'Insee pour les consommations d'énergie dans l'industrie française (réf : Naf_T1) ;

III.1.2 Méthodes

En fonction du détail des données sources utilisées, l'approche méthodologique est différente. En effet, l'approche bottom-up est requise pour estimer l'offre en chaleur du secteur industriel à partir des entreprises inventoriées via l'étude réalisée par l'ICEDD en 2013 (cf. **Approche bottom-up**). La limite de cette étude est que le potentiel en chaleur obtenu ne couvre que les entreprises les plus énergivores avec des process industriels nécessitant des températures élevées (plus de 100° C). Autrement dit, on obtient un potentiel en chaleur fatale à haute température.

Qu'en est-il du potentiel en chaleur à basse température ($t^{\circ} < 100^{\circ} \text{C}$) ? Pour pouvoir répondre à cette question et faute de données disponibles en Wallonie, il a été nécessaire d'exploiter une autre source de données avec une autre approche méthodologique, à savoir l'**Approche top-down**. Cette approche permet d'estimer un potentiel en chaleur fatale simplifié.

Approche bottom-up

C'est l'approche utilisée lors de la première évaluation du potentiel de récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité dans l'industrie wallonne réalisée sur base des données du bilan énergétique de l'année 2010.

La méthodologie utilisée pour calculer ce potentiel est explicitée sommairement ci-dessous (pour plus d'information, cf. « Rapport d'évaluation du potentiel de récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité dans l'industrie wallonne » réalisé en mai 2013 pour le compte de la DGO4).

Cette méthodologie reposait sur un inventaire des technologies de récupération de chaleur fatale ; inventaire d'abord réalisé sur base de recherches bibliographiques, ensuite sur base de différents contacts avec les fournisseurs d'équipement présents sur le marché.

Ensuite, le cœur de la méthodologie visait à établir un potentiel quantitatif. Pour établir un potentiel quantitatif, il est important de se concentrer sur les entreprises les plus consommatrices dont l'impact est sans doute le plus significatif ; les entreprises de plus petites tailles, dont les consommations sont plus faibles ont à fortiori une incidence plus faible sur l'établissement de ce potentiel quantitatif.

Néanmoins, il a été jugé intéressant d'étudier également les possibilités de développement pour les puissances plus faibles (via échangeur thermique, « ORC^[1] », pompes à chaleur).

Selon cette nouvelle approche, l'analyse du potentiel technique s'est fait en deux temps : qualitativement d'abord et quantitativement ensuite.

Dans un premier temps, le travail se basait sur un **potentiel qualitatif** afin de pallier à l'absence de données et d'étudier les entreprises de plus petites tailles.

L'idée est ainsi de mettre en lumière les secteurs et les sous-secteurs « potentiels » ou non, sur base de contacts directs avec les entreprises et donc sur base d'informations concrètes sur leur processus de production. L'estimation de ce potentiel qualitatif permettait également de mettre en évidence des spécificités quant au fonctionnement ou type de technologie par secteur.

Dans un deuxième temps et sur base des informations collectées dans le cadre de cette analyse qualitative, un **potentiel quantitatif** a été estimé.

Pour établir ce potentiel quantitatif, on a pris en considération les entreprises en accord de branche, soit un peu plus de 160 sites industriels.

Deux cas étaient distingués:

- Les secteurs qualifiés « d'homogènes » pour lesquels les produits et lignes process sont assimilables. Dans ce cas, l'extrapolation sur l'ensemble du secteur est faite directement sur base des résultats du potentiel récupérable (kW récupérable) et du potentiel de production d'énergie estimée (chaleur ou électricité) en fonction de la technologie de récupération envisagée.
- Les secteurs « non homogènes » pour lesquels il faut travailler par **sous-secteurs** tant les produits que les process sont différents.

Dans chacun des cas (secteurs homogènes et non-homogènes), l'extrapolation pour calculer le potentiel récupérable avait été réalisée sur base des données 2010 des consommations de combustible (ou la consommation électrique pour la sidérurgie électrique) des entreprises reprises dans la base de données énergétiques «BADEN» (base de données contenant les consommations énergétiques des principales entreprises des secteurs industriel et tertiaire en Wallonie). Au final, 55 établissements industriels sur les 160 de départ étaient susceptibles de fournir un potentiel en chaleur récupérable en 2010.

Pour l'étude qui nous occupe aujourd'hui et qui fait l'objet du présent rapport, le potentiel a été recalculé pour ces 55 établissements à partir de leurs consommations énergétiques de 2012. On obtient ainsi, en agréant les offres en chaleur par branche d'activité (approche bottom-up), un potentiel en chaleur à haute température pour l'année 2012.

L'avantage de l'approche bottom-up est que l'on peut géolocaliser les offres en chaleur et les représenter cartographiquement (cf. §III.3).

^[1] organic rankine cycle

Approche top-down

Pour estimer la chaleur fatale à basse température ($t^{\circ} < 100^{\circ}\text{C}$) en 2012, le point de départ est l'étude menée par EDF R&D. Cette étude analyse le potentiel technico-économique de la récupération de chaleur (haute et basse température $60^{\circ} - 200^{\circ}$) dans l'industrie française.

L'étude couvre 9 branches d'activité (code NACE Rev.2) consommant 70% de la chaleur industrielle entre 60 et 200°C :

- la fabrication de produits laitiers (10.5) ;
- la fabrication de sucre (10.81) ;
- la fabrication d'autres produits alimentaires et de boissons (10+11-10.5-10.81) ;
- la sidérurgie (24.1) ;
- la fabrication de ciment, chaux et plâtre (23.5) ;
- la fabrication de produits en caoutchouc et en plastique (22) ;
- la fabrication d'autres produits chimiques organiques (20.1 + 20.2 + 20.4) ;
- la fabrication d'équipements de transport terrestre (29.1 + 29.2 + 29.3 + 30.2 + 30.9) ;
- l'industrie du papier et du carton (17).

Au sein de ces 9 branches d'activité, on retrouve 6 usages énergétiques consommant 90% de la chaleur industrielle entre 60 et 200°C :

- le séchage ;
- l'évaporation par concentration et cristallisation ;
- le chauffage liquide et au gaz ;
- la distillation ;
- le traitement thermique ;
- la réaction chimique.

Le potentiel théorique de chaleur est estimé en fonction de la puissance maximale des pompes à chaleur (en supposant que celles-ci ont une capacité maximale de chauffage de 5 MW) et de la demande de chaleur dans chaque branche d'activité et par application.

Les données pour l'étude ont été recueillies via une enquête qui a permis de calculer un potentiel théorique d'énergie fatale par secteur industriel, par application et par classe de température.

Le potentiel théorique est calculé pour chacune des 9 classes de température suivantes : $60-69^{\circ}\text{C}$, $70-79^{\circ}\text{C}$, $80-89^{\circ}\text{C}$, $90-99^{\circ}\text{C}$, $100-119^{\circ}\text{C}$, $120-139^{\circ}\text{C}$, $140-159^{\circ}\text{C}$, $160-179^{\circ}\text{C}$ et $180-199^{\circ}\text{C}$.

Pour évaluer le potentiel théorique à basse température ($t^{\circ} < 100^{\circ}\text{C}$), seules les 4 premières classes de température sont prises en considération ($60-69^{\circ}\text{C}$, $70-79^{\circ}\text{C}$, $80-89^{\circ}\text{C}$ et $90-99^{\circ}\text{C}$).

Pour chaque gamme de température, des ratios sont estimés sur base des consommations de combustible du secteur français (données 2012). Ensuite, pour calculer le potentiel théorique en Wallonie, ces ratios sont multipliés par les consommations de combustible correspondantes du secteur wallon pour l'année 2012.

Cette méthode a cependant des limites :

- on suppose que les demandes de chaleur et les potentiels sont identiques entre la France et la Wallonie ;

- on suppose que le tissu industriel entre la France et la Wallonie est similaire ;
- l'offre en chaleur obtenue n'est pas localisable.

III.1.3 Résultats

Résultats sur base de l'approche bottom-up

L'offre en chaleur fatale à haute température des 55 sites industriels étudiés est de 2,331 TWh en 2012 contre 2,309 TWh en 2010.

La part de la chaleur récupérable à haute température de la consommation des combustibles pour l'industrie en 2012 est de 7,5%. Le tableau ci-dessous présente l'offre en chaleur fatale à haute température par branche d'activité.

Branche industrie	en TWh PCI		
	Consommation de combustible	Offre de chaleur fatale	PART Chaleur récupérée
SIDERURGIE	3,704	0,246	6,6%
NON FERREUX	0,129	0,000	0,0%
CHIMIE	5,634	0,829	14,7%
MINERAUX NON METALLIQUES	12,556	1,246	9,9%
ALIMENTATION	3,554	0,008	0,2%
TEXTILE	0,130	0,000	0,0%
PAPIER	3,057	0,000	0,0%
FABRICATIONS METALLIQUES	0,929	0,003	0,3%
AUTRES INDUSTRIES	1,212	0,000	0,0%
TOTAL INDUSTRIE	30,904	2,331	7,5%

Tableau 13 : Offre en chaleur fatale à haute température par branche d'activité en 2012

Le potentiel de chaleur le plus important se trouve dans **le secteur des minéraux non métalliques** (1,246 TWh). Ce secteur comprend :

- Les cimentiers avec 0,571 TWh :

Les fumées en sortie des fours de cimenterie contiennent des quantités importantes de chaleur fatale, qui vont à l'atmosphère. Toutefois, il faut noter qu'il y a déjà une récupération de chaleur en sortie du four mais toute la chaleur n'est pas récupérée. Cette récupération existante est en fait très variable d'une cimenterie à l'autre. Cette variabilité de la récupération n'a pas pu être prise en compte dans l'extrapolation.

- Les verreries avec 0,237 TWh :

La chaleur fatale se situe principalement dans les entreprises de production de verre plutôt que dans la transformation du verre. En effet, les fumées en sortie des fours de production contiennent de grandes quantités de chaleur, qui vont dans l'atmosphère. Il faut noter la présence d'épurateur de fumées qui nécessitent une température en particulier ; ce qui ne laisse pas une grande liberté au niveau du delta de température possible pour la récupération.

- Les autres minéraux non métalliques avec 0,474 TWh : essentiellement les carrières de chaux et/ou de dolomie et les briqueteries :

La chaleur fatale se situe au niveau des fumées en sortie de fours et au niveau des cheminées. Au sein de ces entreprises, il déjà peut y avoir une récupération de chaleur en sortie du four pour alimenter les séchoirs mais tout n'est pas utilisé.

Pour **la chimie**, le potentiel en termes de récupération de chaleur fatale pour la production d'électricité provient des entreprises de ce secteur possédant des process avec réactions exothermiques. Ce potentiel est estimé à 0,829 TWh en 2012.

Quant à la **sidérurgie**, le potentiel se situe au niveau des fumées en sortie de fours voire au niveau des circuits de refroidissement ou alors sous forme d'eau très chaude (près de 100°C).

Les autres secteurs ont un potentiel en chaleur fatale à haute température qui est nul ou quasi-nul.

Résultats sur base de l'approche top-down

L'offre en chaleur fatale à basse température est de 0,296 TWh en 2012, soit 1% par rapport à la consommation de combustible en Wallonie.

En appliquant la méthodologie top-down, on obtient, par branche d'activité et par classe de température, des ratios de potentiel de chaleur par rapport à la consommation énergétique en France pour l'année 2012.

	60-69°C	70-79°C	80-89°C	90-99°C	100-119°C	120-139°C
Chimie organique	0,19%	0,07%	0,13%	0,07%	0,26%	0,13%
Agro-alimentaire	0,81%	1,54%	0,68%	0,98%	1,18%	0,85%
Sidérurgie	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Matériaux non-métalliques	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
papier-carton	0,08%	0,00%	0,27%	0,24%	0,37%	0,16%
Autres	0,44%	0,24%	0,40%	0,16%	0,20%	0,04%

Tableau 14 : Potentiel de chaleur fatale simplifié par rapport à la consommation énergétique de l'industrie française en 2012

En multipliant les ratios obtenus dans le tableau ci-dessus pour les 4 classes de température inférieures à 100°C par la consommation énergétique de chaque branche d'activité de l'industrie wallonne, on obtient les deux tableaux suivants.

	en TWh PCI				Total <100°C
	60-69°C	70-79°C	80-89°C	90-99°C	
Chimie-organique	0,020	0,008	0,014	0,008	0,050
Agro-alimentaire	0,038	0,072	0,032	0,046	0,188
Sidérurgie	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Matériaux non-métalliques	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
papier-carton	0,003	0,000	0,010	0,009	0,022
Autres	0,017	0,006	0,010	0,004	0,036
Total du potentiel en chaleur à basse température					0,296

Tableau 15 : Potentiel de chaleur fatale simplifié par branche d'activité wallonne en 2012

Branche industrie	en TWh PCI		PART Chaleur récupérée
	Consommation de combustible	Offre chaleur fatale	
SIDERURGIE	3,704	0,000	0,0%
NON FERREUX	0,129	0,000	0,0%
CHIMIE	5,634	0,050	0,9%
MINERAUX NON METALLIQUES	12,556	0,000	0,0%
ALIMENTATION	3,554	0,188	5,3%
TEXTILE	0,130	0,000	0,0%
PAPIER	3,057	0,022	0,7%
FABRICATIONS METALLIQUES	0,929	0,000	0,0%
AUTRES INDUSTRIES	1,212	0,036	3,0%
TOTAL INDUSTRIE	30,904	0,296	1,0%

Tableau 16 : Offre en chaleur fatale à basse température par branche d'activité en 2012

Le secteur de l'alimentation a le potentiel de chaleur à basse température le plus important en 2012 avec 0,188 TWh. Ensuite viennent les secteurs de la chimie (organique) et l'industrie du papier.

Résultats sur base des deux approches

En additionnant les offres en chaleur fatale haute et basse température, on obtient un potentiel total de 2,628 TWh en 2012.

Branche industrie	Offre en chaleur en TWh		
	t° >100°C	t° <100°C	Total
SIDERURGIE	0,246	0,000	0,246
NON FERREUX	0,000	0,000	0,000
CHIMIE	0,829	0,050	0,879
MINERAUX NON METALLIQUES	1,246	0,000	1,246
ALIMENTATION	0,008	0,188	0,196
TEXTILE	0,000	0,000	0,000
PAPIER	0,000	0,022	0,022
FABRICATIONS METALLIQUES	0,003	0,000	0,003
AUTRES INDUSTRIES	0,000	0,036	0,036
TOTAL INDUSTRIE	2,331	0,296	2,628

Tableau 17 : Offre en chaleur fatale totale par branche d'activité en 2012

III.2 ESTIMATION DES OFFRES EN GÉOTHERMIE

III.2.1 Source

La source d'information provient de COMPIL-SER (version 2014-2) : il s'agit d'une base de données comprenant l'ensemble des installations produisant de l'électricité et/ou de la chaleur à partir de sources renouvelables d'énergie et les cogénérations aux énergies fossiles. COMPIL-SER fait partie intégrante des bilans énergétique et est réalisé par l'ICEDD pour le compte de la DGO4.

III.2.2 Méthodes

COMPIL-SER contient les productions et consommations de chaleur géothermale profonde des puits de Douvrain et de Saint-Ghislain gérés par IDEA de 1990 à 2013.

Le potentiel en chaleur équivaut à la chaleur valorisée à laquelle la chaleur vendue et la chaleur autoconsommée ont été soustraites.

III.2.3 Résultats

La chaleur valorisée en 2013 pour les deux puits en exploitation est de 17,9 GWh dont 12,2 GWh vendus. Le solde étant autoconsommé, **le potentiel en chaleur est nul** pour ces 2 puits.

Le graphique ci-dessous présente la chaleur valorisée et la chaleur vendue des 2 puits en exploitation de 1990 à 2013.

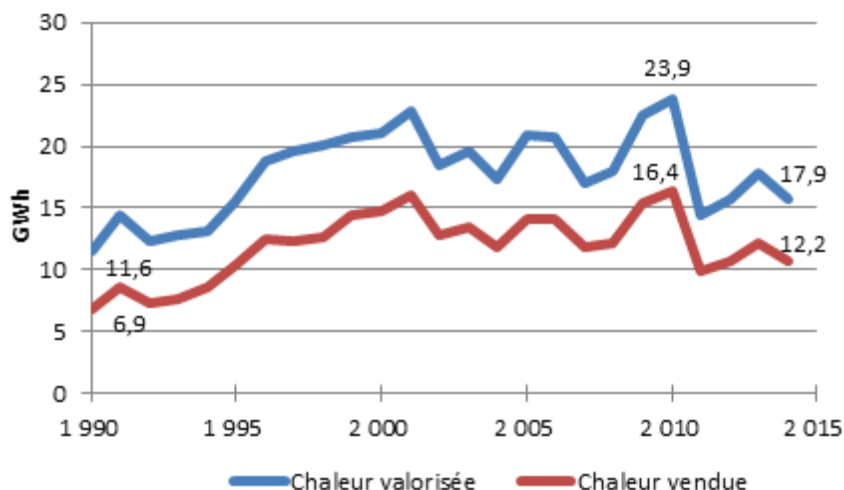


Figure 22 : Evolutions des chaleurs géothermales valorisées et vendues

Un troisième puit est installé mais n'est pas exploité faute de client pour le rachat de la chaleur. Par ailleurs, on ne dispose d'aucune donnée quant au potentiel technique de ce puit. Par conséquent, aucun potentiel économique n'est estimé pour la géothermie.

III.3 TRANSMISSION DES DONNÉES NÉCESSAIRES À LA RÉALISATION DES CARTOGRAPHIES

La représentation cartographique des besoins de chaleur substituable par secteur sera réalisée dans plusieurs cartes.

III.3.1 Sources

Les bilans énergétiques communaux, réalisés pour le compte de la DGO4, répartissent la consommation énergétique régionale par commune, en fonction de la localisation des consommateurs d'énergie et en s'assurant que le total des 262 communes wallonnes corresponde au bilan régional.

Les méthodologies de répartition varient d'un secteur à l'autre.

Pour le logement, la consommation communale est estimée sur base du parc de logement fourni par le cadastre, en distinguant les appartements des maisons de 2,3 ou 4 façades et leur année de construction. A l'aide de la base de données de la PEB, le niveau d'isolation et la performance des bâtiments de la commune sont différenciés. Enfin, la répartition de la consommation par vecteur énergétique est également déduite des données de la PEB. Une dernière correction climatique est apportée par le niveau des degrés-jours (mesure du froid d'une année) de la station météorologique la plus proche des habitats de chaque commune. Cette méthode permet de distinguer les besoins énergétiques de deux bâtiments identiques dans des communes différentes (par exemple maison 4 façades de 1950) par la connaissance du niveau d'isolation de chaque commune et du « climat » local. Le calcul se réalise différemment pour les besoins de chauffage, de cuisson, d'ECS et les usages électriques.

Pour le tertiaire et l'industrie, la répartition communale se base sur les consommations des établissements enquêtés dans la commune, et sur un solde de consommation par emploi non enquêté sur la commune.

III.3.2 Méthodes

Pour le logement, le Tableau 6, page 22 détaille la part des besoins de chaleur assuré par chaque vecteur énergétique. Par exemple, 84% de la consommation de butane-propane sert à des besoins de chaleur substituable. On applique ces pourcentages par vecteur à la consommation communale calculée par vecteur. On en déduit un besoin de chaleur substituable par commune.

Pour le tertiaire, le Tableau 7, page 24 renseigne la part de la chaleur substituable par branche d'activité. Les bilans communaux renseignent la consommation par vecteur par commune, mais pas par branche d'activité. Les besoins de chaleur et l'activité tertiaire par branche étant sensiblement différents d'une commune à l'autre, il est nécessaire d'estimer au mieux cette répartition par commune. Pour ce calcul, la répartition par branche est réalisée sur base de l'emploi par branche d'activité par commune. En multipliant le nombre d'emploi correspondant par commune par la consommation spécifique moyenne par emploi pour chaque branche du secteur tertiaire au niveau régional, on obtient une estimation de la consommation par branche d'activité au niveau communal. Nous appliquons à cette consommation par branche, la part de la chaleur substituable pour chaque branche d'activité. Nous en déduisons donc les besoins de chaleur substituable au niveau communal en additionnant les besoins de chaque branche.

Le Tableau 18 présente les valeurs utilisées pour ce calcul.

branche d'activité	Consommation totale (en MWh)	nombre d'emploi	CS MWh/emploi	part de la chaleur substituable
Commerce	5 501 432	185 203	29,70	57,6%
Transport communication	525 640	63 032	8,34	39,3%
Banques assur. serv.entr.	823 028	164 478	5,00	26,6%
Enseignement	1 686 974	123 768	13,63	75,3%
Soins santé	1 517 256	166 196	9,13	57,2%
Culture et sport	783 353	19 334	40,52	65,7%
Autres serv.	618 519	80 797	7,66	76,5%
Administration	1 185 316	127 543	9,29	69,1%
Divers	969 797	9 859	98,37	17,6%
Total Tertiaire	13 611 315	940 209	14,48	56,6%

Tableau 18 : consommation spécifique par emploi et part de chaleur substituable par branche tertiaire.

La représentation cartographique sera réalisée pour 5 classes naturelles (méthode statistique) avec un dégradé de couleur par commune. Par ailleurs, les 2400 bâtiments enquêtés permettent une représentation géolocalisée précisément. Cela représente 24% des besoins de chaleur substituable.

Pour l'industrie, la consommation énergétique connue par enquête, et donc par bâtiment, représente 78% de la consommation totale du secteur. Cette consommation enquêtée permet de déduire les besoins de chaleur substituable par établissement, en fonction de sa branche d'activité, et par commune. Pour le solde non enquêté, il est calculé par commune par la soustraction de la consommation de l'industrie des bilans communaux des consommations de l'enquête. On attribue à ce solde un besoin de chaleur substituable moyen de 56% (moyenne pondérée des secteurs textile, métaux et autres industries).

La représentation cartographique sera réalisée pour 5 classes naturelles (méthode statistique) avec un dégradé de couleur par commune. Par ailleurs les 540 bâtiments enquêtés permettent une représentation géolocalisée précisément. Cela représente 62% des besoins de chaleur substituable.

III.3.3 Résultats

La représentation cartographique des besoins de chaleur se compose de 10 cartes.

Carte 1 : Besoins de chaleur dans le secteur du logement (GWh, 2012)

Les besoins de chaleur substituable du logement sont répartis par commune, la représentation se réalise par découpage en cinq classes naturelles (méthode statistique) avec un dégradé de couleur par commune. Il y a deux communes, Liège et Charleroi, qui sont dans la tranche de consommation la plus élevée.

Carte 2 : Besoins de chaleur dans le secteur tertiaire (GWh, 2012)

Les besoins de chaleur substituable du tertiaire sont répartis par commune, la représentation se réalise par découpage en cinq classes naturelles (méthode statistique) avec un dégradé de couleur par commune. Il y a trois communes, Namur, Liège et Charleroi, qui sont dans la tranche de consommation la plus élevée.

Il y a 2390 établissements répertoriés sur la carte, avec une représentation proportionnelle à la quantité d'énergie.

Carte 3 : Besoins de chaleur dans le secteur industriel (GWh, 2012)

Les besoins de chaleur substituable de l'industrie sont répartis par commune, la représentation se réalise par découpage en cinq classes naturelles (méthode statistique) avec un dégradé de couleur par commune. Il y a dix communes qui sont dans la tranche de consommation la plus élevée.

Il y a 540 établissements répertoriés sur la carte, avec une représentation proportionnelle à la quantité d'énergie.

Carte 4 : Besoins de chaleur en Wallonie (GWh, 2012)

Cette carte représente les besoins de chaleur substituables additionnés des 3 secteurs, la représentation se réalise par découpage en cinq classes naturelles (méthode statistique) avec un dégradé de couleur par commune. Il y a deux communes qui sont dans la tranche de consommation la plus élevée, logiquement Liège et Charleroi.

Carte 5 : Besoin de chaleur par logement (MWh/log, 2012)

Par commune, le besoin de chaleur substituable du logement est divisé par le nombre de ceux-ci. Cette représentation offre l'avantage de présenter les communes ayant les logements les plus consommateurs (taille plus grande du logement, 4 façades, moins isolés, zone climatique plus froide).

La représentation se fait entre 5 classes naturelles.

Carte 6 : Besoin de chaleur par emploi du tertiaire (MWh/emploi, 2012)

Par commune, le besoin de chaleur substituable du tertiaire est divisé par le nombre d'emploi tertiaire répertorié sur la commune.

La représentation se fait entre 5 classes naturelles.

Carte 7 : Besoin de chaleur par emploi industriel (MWh/emploi, 2012)

Par commune, le besoin de chaleur substituable de l'industrie est divisé par le nombre d'emploi industriel de la commune.

La représentation se fait entre 5 classes naturelles.

Carte 8 : Besoin de chaleur du logement par superficie communale (kWh/m²)

Par commune, le besoin de chaleur substituable du logement est divisé par la superficie communale (terrains vides et constructions). Cette représentation offre l'avantage de présenter les communes ayant les logements plus denses.

La représentation se fait entre 5 classes naturelles.

Carte 9 : Besoin de chaleur du tertiaire par superficie communale (kWh/m²)

Par commune, le besoin de chaleur substituable du tertiaire est divisé par la superficie communale (terrains vides et constructions). Cette représentation offre l'avantage de présenter les communes ayant le secteur tertiaire le plus dense.

La représentation se fait entre 5 classes naturelles.

Carte 10 : Besoin de chaleur de l'industrie par superficie communale (kWh/m²)

Par commune, le besoin de chaleur substituable de l'industrie est divisé par la superficie communale (terrains vides et constructions). Cette représentation offre l'avantage de présenter les communes ayant le secteur industriel le plus dense.

La représentation se fait entre 5 classes naturelles.

Chapitre 3
Besoins et offres en froid

I. ESTIMATION DES BESOINS EN FROID EN 2012

La source d'information, pour établir les besoins de froid en Wallonie en 2012, est le bilan énergétique officiel publié par la DGO4, division de l'énergie, qui correspondre aux statistiques de consommation d'énergie utilisées pour les rapportages internationaux, pour répondre aux directives européennes consacrées à l'énergie et pour les politiques régionales en cette matière.

Le soumissionnaire n'expliquera pas les méthodes de rapportage utilisées pour établir ces bilans énergétiques, elles font l'objet de rapports disponibles auprès de la DGO4.

Nous définissons deux besoins de froid.

Tout d'abord le **besoin global de froid**, c'est-à-dire l'ensemble des besoins de froid, liés aux usages de réfrigération et congélation ou les besoins de refroidissement de l'air (climatisation des locaux, HVAC).

Le second besoin comprend les usages de froid qui peuvent être assurés par des réseaux de froid. Nous les appelons **besoins de froid substituable** dans la suite du document.

L'analyse des besoins de froid, globaux et substituables, s'effectue pour chaque secteur d'activité du paysage énergétique wallon (domestique, logement et tertiaire, et industrie). Les consommations de l'agriculture et des transports sont exclues de l'analyse car ils n'ont pas de besoin de froid.

I.1 RÉSULTATS GLOBAUX

La synthèse des besoins de froid est présentée ci-dessous, le détail par secteur est présenté dans les paragraphes suivants.

Secteur	Conditionnement d'air	réfrigération	Autres usages	TOTAL	Besoin froid totaux	froid substituable	Part froid substituable
Tertiaire	0,540	0,395	12,677	13,611	0,935	0,540	4,0%
Logement	0,021	0,794	30,286	31,100	0,815	0,021	0,1%
Industrie	0,128	0,702	40,800	41,630	0,830	0,128	0,3%
Total	0,688	1,891	83,846	86,342	2,496	0,688	0,8%

Tableau 19 : synthèse des besoins de froid en Wallonie, par usage et par secteur (TWh).

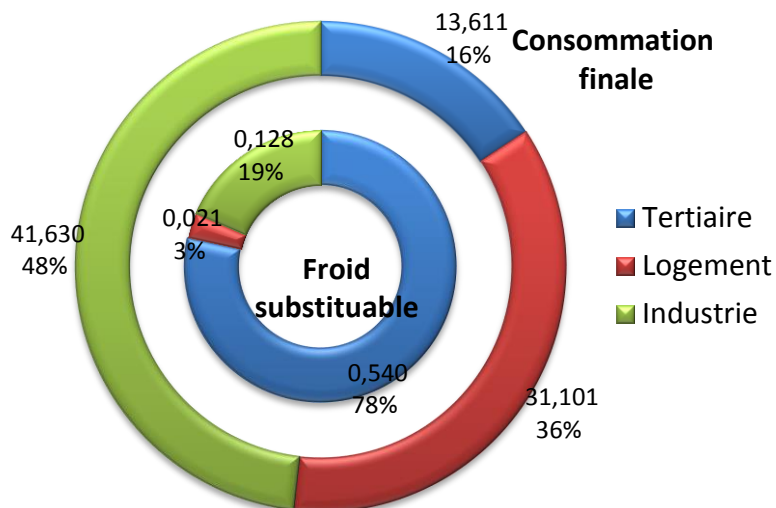


Figure 23 : Répartition de la consommation finale d'énergie et des besoins de froid substituable en Wallonie (2012)

La figure ci-dessus représente, à l'extérieur, la part de chaque secteur dans la consommation énergétique totale. Le cercle intérieur représente la part de ces trois secteurs dans les besoins de froid substituable.

Si 48% de la consommation finale (hors agriculture et transport) est due à l'industrie, sa contribution aux besoins de froid substituable n'est que de 19%. L'essentiel des besoins de froid (78%) proviennent du secteur tertiaire, alors que sa contribution dans la consommation totale ne pèse que pour 16%. Enfin le logement, malgré ses 36% dans la consommation finale ne contribue que pour 3% aux besoins de froid.

1.2 LE BESOIN DE FROID DANS LE SECTEUR DU LOGEMENT

1.2.1 Sources

Les bilans énergétiques renseignent la consommation électrique des appareils de réfrigération dans le secteur du logement. Les données concernant les besoins de conditionnement d'air ne sont pas disponibles telles qu'elles dans les bilans, les enquêtes étant trop parcellaires. Par ailleurs, la Belgique, et donc la Wallonie, profite d'un climat tempéré doux, il y a peu de besoins de refroidissement d'air, l'essentiel étant plutôt des besoins de chauffage.

La surface moyenne des logements en Wallonie provient de deux sources. La première est l'étude « Energy Consumption Survey Belgian Household » (ECS-BH) réalisée pour le compte d'EUROSTAT et qui présente un résultat d'enquête de 101 m² en moyenne par logement. Par ailleurs, l'étude de la CPDT présente également une moyenne de 101 m² par logement.

L'Etude de la Qualité de l'Habitat (EQH) du Centre d'Etude en Habitat Durable (CEHD) donne le taux de pénétration des systèmes de climatisation en 2012-2013.

1.2.2 Méthodes

En disposant de la surface des logements au sein de la Wallonie, il est possible de déduire, en approximation du moins, la consommation d'électricité répondant à des besoins de froid pour le résidentiel. Ainsi l'EQH donne 0,4% des logements équipés de la climatisation totale et 1,1% de climatisation partielle.

Afin d'obtenir une première estimation des besoins de froid substituable, deux hypothèses complémentaires ont été formulées :

1. D'une part, l'hypothèse selon laquelle les logements partiellement climatisés atteignent le seuil de 50% de la surface climatisée.
2. D'autre part, l'estimation de la consommation moyenne d'un appareil de réfrigération. Les équipements d'air conditionné dans le résidentiel consomment en moyenne sur une année 14,4 KWh d'électricité par m².

1.2.3 Résultats

Considérant qu'un logement moyen présente une surface de 101 m² et que le nombre de logements occupés en Wallonie est de 1 522 000 unités, on déduit que la consommation électrique annuelle requise pour couvrir les besoins de climatisation serait proche de **20,8 GWh**. Ce chiffre reste évidemment modeste en regard des besoins de chauffage, avec 0,1% de la consommation finale totale.

Pour le reste, les besoins de réfrigération s'élèvent pour leur part à une consommation électrique de 794 GWh, soit 2,6% de la consommation totale du secteur. Ce besoin de froid n'est pas substituable.

Vu les faibles valeurs estimées dans ce secteur, nous ne procéderons pas à une répartition cartographique de ces besoins.

1.3 LE BESOIN DE FROID DANS LE SECTEUR TERTIAIRE

1.3.1 Sources

Les bilans énergétiques régionaux de la DGO4 renseignent la consommation par vecteur énergétique, par sous-branche et par usage dans le secteur du tertiaire, depuis 2000 jusqu'en 2012, comme illustré à la section I.2, page 12.

1.3.2 Méthodes

L'usage de l'électricité est réparti entre des besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire, de cuisson, de production de froid (réfrigération, congélation), de conditionnement d'air, de bureautique, d'éclairage, de pompe de circulation et des autres usages.

Les besoins de froid comprennent les usages de production de froid (réfrigération, congélation) et de conditionnement d'air. Le besoin de froid substituable, qui peut être couvert par un apport extérieur lié à un réseau de froid ne comprennent que les besoins de conditionnement d'air.

1.3.3 Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2012, les besoins globaux de froid du secteur tertiaire s'élèvent à 935 GWh, soit 7% du total consommé dans ce secteur.

Les **besoins de froid substituable** (conditionnement d'air) atteignent **540 GWh** en 2012, soit **4%** de la consommation totale du secteur.

Ces 540 GWh sont donc le potentiel maximal substituable pour le tertiaire en région.

Il n'est pas possible de réaliser une représentation cartographique pour les besoins de froid du secteur tertiaire.

Le détail des besoins de froid, substituables ou non, est donné dans le tableau suivant, par branche d'activité.

Usages	Chauffage	Eau chaude	Cuisine	Conditionnement d'air	refrigération	autres	TOTAL	Total froid	Part froid substituable
Commerce	2,891	0,276	0,007	0,266	0,379	1,682	5,501	0,645	4,8%
Transport communication	0,186	0,020	0	0,031	0	0,288	0,526	0,031	5,9%
Banques assur. serv.entr.	0,202	0,017	0	0,080	0	0,524	0,823	0,080	9,7%
Enseignement	1,208	0,063	0	0,035	0,016	0,365	1,687	0,051	2,1%
Soins santé	0,642	0,225	0	0,043	0	0,607	1,517	0,043	2,8%
Culture et sport	0,462	0,053	0	0,024	0	0,245	0,783	0,024	3,1%
Autres services	0,424	0,049	0	0,012	0	0,133	0,619	0,012	2,0%
Administration	0,754	0,065	0	0,049	0	0,318	1,185	0,049	4,1%
Divers	0,153	0,018	0	0	0	0,799	0,970	0	0,0%
Total	6,924	0,785	0,007	0,540	0,395	4,961	13,611	0,935	4,0%

Tableau 20 : répartition de la consommation du tertiaire par branche et par usage en 2012 (TWh).

1.4 LE BESOIN DE FROID DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL

1.4.1 Sources

Seule l'étude de l'usage de l'électricité auprès des fédérations industrielles donne une estimation des besoins de froid.

1.4.2 Méthodes

Le Tableau 9 page 26 présente le résultat de cette étude. Nous en déduisons les besoins de réfrigération et de conditionnement d'air.

1.4.3 Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2012, les besoins globaux de froid du secteur industriel s'élèvent à 830 GWh, soit 2% du total consommé dans ce secteur.

Les **besoins de froid substituables** (conditionnement d'air) atteignent **128 GWh** en 2012, soit **0,3%** de la consommation totale du secteur.

Ces 128 GWh sont donc le potentiel maximal substituable pour le secteur industriel.

Il n'est pas possible de réaliser une représentation cartographique pour les besoins de froid du secteur industriel.

Le détail des besoins de froid, substituables ou non, est donné dans le tableau suivant, par branche d'activité.

Secteur	Electricité	Combustibles	Total (hors NE)	climatisation	réfrigération	Global froid	Part froid substituable
SIDERURGIE	2,546	3,704	6,250	0,001	0,014	0,015	0,0%
NON FERREUX	0,072	0,129	0,201	0,000	0,000	0,000	0,0%
CHIMIE	2,995	5,634	8,629	0,013	0,404	0,417	0,2%
MINERAUX NON METALLIQUES	1,905	12,556	14,461	0,001	0,010	0,011	0,0%
ALIMENTATION	1,145	3,554	4,700	0,033	0,246	0,279	0,7%
TEXTILE	0,150	0,130	0,279	0,006	0,002	0,008	2,1%
PAPIER	0,728	3,057	3,785	0,028	0,010	0,038	0,7%
FABRICATIONS METALLIQUES	0,602	0,929	1,531	0,023	0,008	0,031	1,5%
AUTRES INDUSTRIES	0,583	1,212	1,795	0,022	0,008	0,030	1,3%
TOTAL INDUSTRIE	10,726	30,904	41,630	0,128	0,702	0,830	0,3%

Tableau 21 : répartition des besoins de froid de l'industrie par branche en 2012 (TWh).

II. ESTIMATION DE L'ÉVOLUTION DES BESOINS EN FROID

II.1 EVOLUTION DES BESOINS DE FROID DU SECTEUR RÉSIDENTIEL

II.1.1 Méthodologie

En raison de l'insuffisance de données portant sur la demande de froid en Wallonie pour le résidentiel, nous nous retrouvons dans une situation qui ne nous permet pas d'estimer l'évolution des besoins de froid jusqu'en 2030.

II.1.2 Résultats

Pour le résidentiel, tel que formulée dans l'étude réalisée par le SPF Environnement ("Scenarios for a low carbon transition"), nous pouvons toutefois supposer que la part des ménages équipés de systèmes d'air conditionné restera similaire à celle de 2014, soit 1%.

Cette précision est supportée par plusieurs constatations réalistes :

1. Le faible taux de renouvellement qui caractérise le parc immobilier résidentiel est peu favorable a priori à l'installation à grande échelle de réfrigérations efficaces. Ceci en fonction des performances énergétiques limitées des bâtiments anciens et des contraintes d'investissement liées à la mise à niveau de ces derniers en matière de réfrigération.
2. La dimension climatique qui réduit en conséquence les besoins de réfrigération. La Belgique est un pays au climat tempéré qui connaît peu d'épisodes extrêmes en matière de température. Lorsque c'est le cas, ces derniers sont en général limités dans le temps.
3. En cas de hausse temporaire des températures, les bâtiments anciens, qui sont généralement de performance limitée en matière de performance de chauffage, offrent en revanche l'avantage d'une inertie thermique importante. Ceci favorise, toutes autres choses égales l'utilisation passive du « free/night cooling ».
4. Enfin, le domaine couvert rencontre difficilement les objectifs de cette étude. La production de froid au moyen d'unités de co/tri-génération implique la simultanéité des charges thermiques chaud/froid. Sauf à envisager un cycle à absorption qui consommerait toute la production thermique de la cogénération pendant la période de réfrigération. Bien que théoriquement réalisable, on se heurte en pratique à des problèmes de dimensionnement en raison de la différence entre les besoins de chaleur/froid selon les saisons.

Toutes ces raisons poussent à adopter une approche prudente pour l'évolution de la demande de froid en Wallonie.

II.2 EVOLUTION DES BESOINS DE FROID DU SECTEUR TERTIAIRE

II.2.1 Méthodologie

L'approche est la même que pour l'estimation de l'évolution des besoins de chaleur utilisée plus haut.

II.2.2 Résultats

Nous estimons que les besoins totaux de froid dans le secteur tertiaire devraient diminuer légèrement au sein de la Wallonie jusqu'en 2030, passant de 934,4 GWh en 2012 à 856,1 GWh en 2030. Ceci traduit une diminution annuelle de 0,49% en moyenne. Cette évolution est en grande partie imputable à la diminution des besoins de froid enregistrée dans le secteur où les besoins de froid étaient les plus importants en 2012, à savoir le commerce. Entre 2012 et 2030, nous estimons que les besoins totaux de froid du commerce vont diminuer en moyenne de 0,50% par an découlant en grande partie de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La figure suivante illustre cette tendance ainsi que la part relative des secteurs concernés.

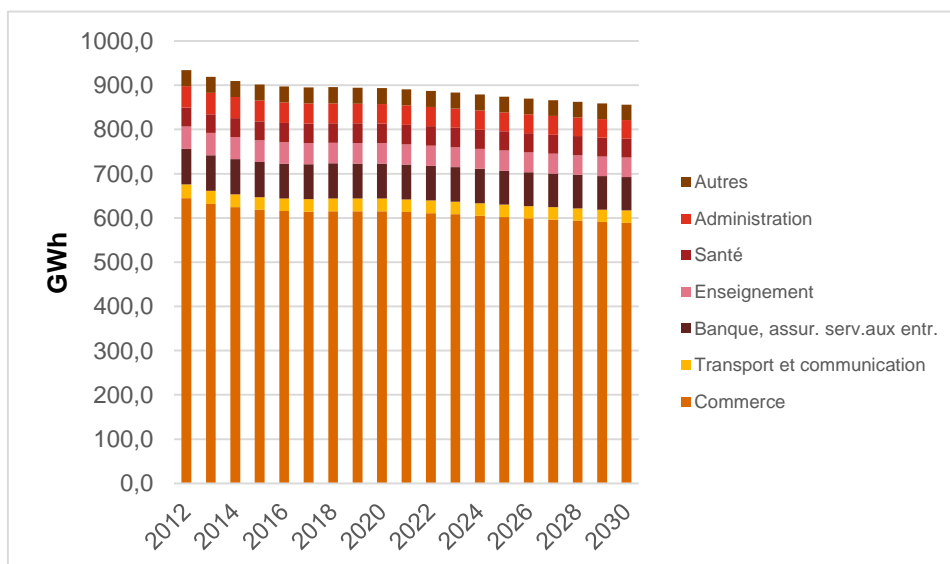


Figure 24 : Projections des besoins de froid – Tertiaire (GWh)

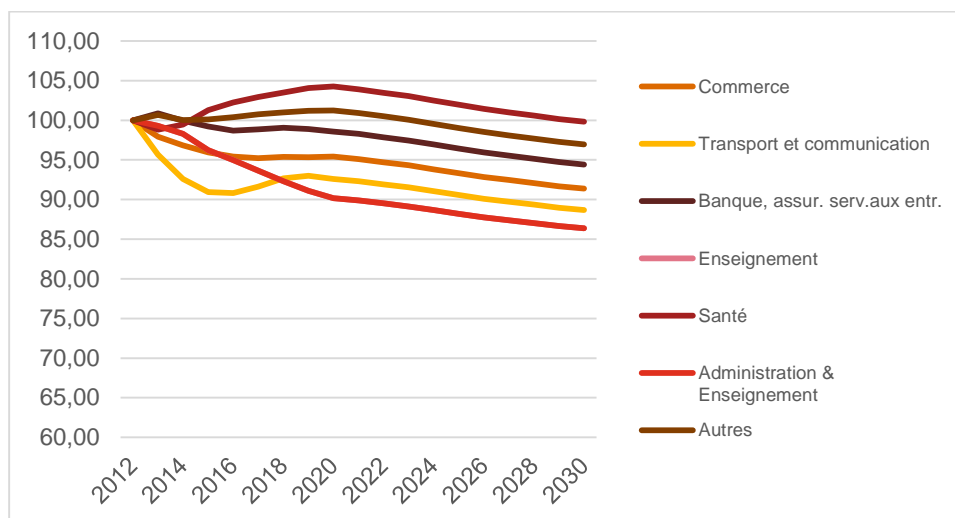


Figure 25 : Projections besoins de chaleur – Tertiaire (Indice 2012 : 100)

II.3 EVOLUTION DES BESOINS DE FROID DU SECTEUR INDUSTRIEL

II.3.1 Méthodologie

L'approche est la même que pour l'estimation de l'évolution des besoins de chaleur utilisée plus haut.

II.3.2 Résultats

Nous estimons que les besoins totaux de froid dans le secteur industriel devraient diminuer légèrement au sein de la Wallonie jusqu'en 2030, passant de 830,3 GWh en 2012 à 767,6 GWh en 2030. Ceci traduit une diminution annuelle de 0,44% en moyenne. Cette évolution est en grande partie imputable au secteur industriel au sein desquels les besoins de froid totaux étaient les plus importants en 2012, à savoir la chimie. Entre 2012 et 2030, nous estimons que les besoins totaux de froid de la chimie vont diminuer en moyenne annuelle de 0,93% découlant en grande partie de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La figure suivante illustre cette tendance ainsi que la part relative des secteurs concernés.

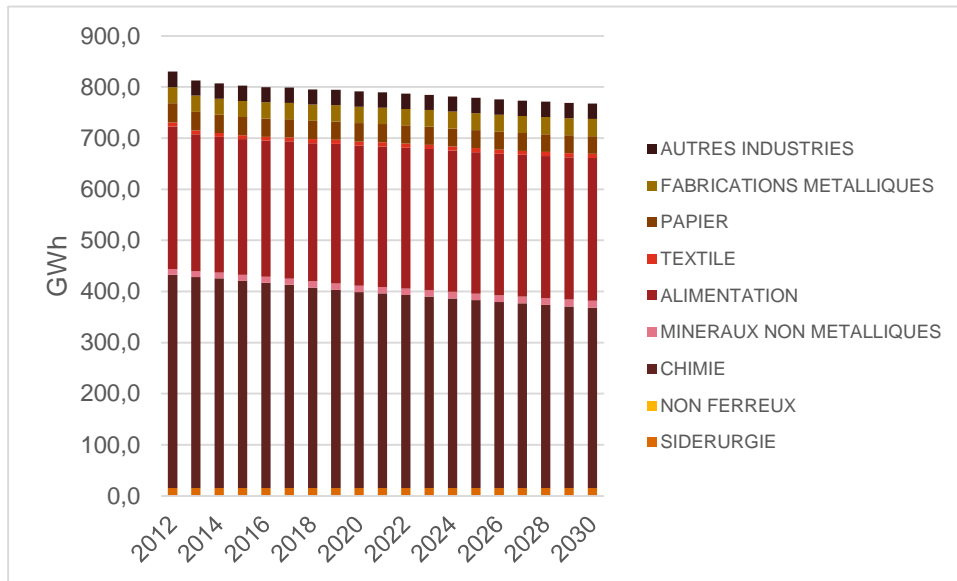


Figure 26 : Projections des besoins de froid- Industrie (GWh)

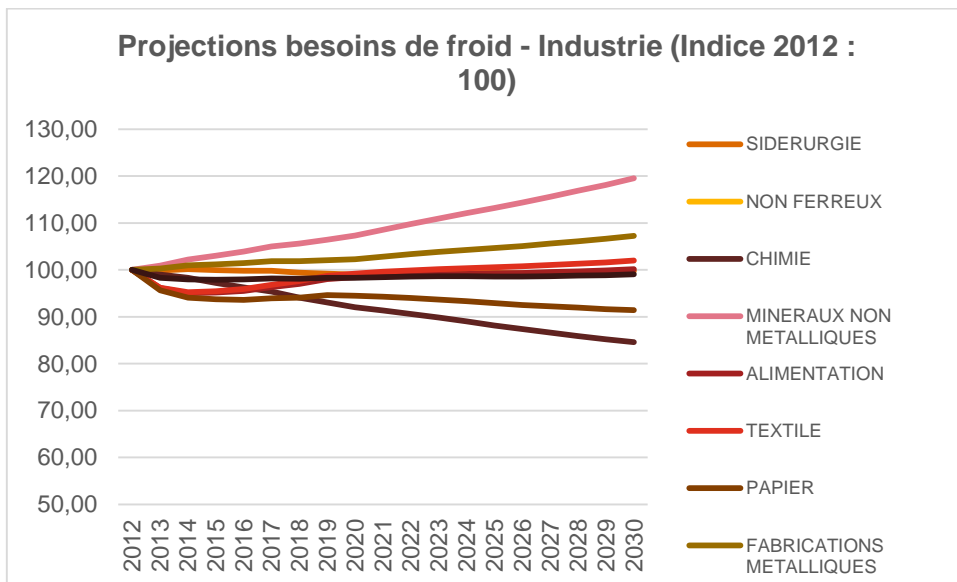


Figure 27 : Projections besoins de froid – Industrie (Indice 2012 : 100)

III. ESTIMATION DES OFFRES EN FROID SUR BASE DES INFRASTRUCTURES EXISTANTES

D'après nos informations, il n'existe pas en Wallonie d'installation susceptible de produire du froid récupérable dans un réseau de distribution ou pouvant être autoconsommée sur site. Les seuls secteurs qui auraient un potentiel dans le froid sont la chimie et l'industrie alimentaire.

Des contacts ont été pris avec les fédérations correspondantes à savoir Essenscia et Fevia, et ces derniers confirment bien qu'actuellement aucune installation existante ne permet de produire du froid récupérable.

IV. TRANSMISSION DES DONNÉES NÉCESSAIRES À LA RÉALISATION DES CARTOGRAPHIES

Etant donné la faible quantité d'informations concernant la répartition des besoins de froid et le niveau relativement faible des besoins de froid substituables dans la Wallonie, aucune carte n'est présentée à ce sujet.

Chapitre 4
Potentiel technique

I. ETAT DE L'ART TECHNOLOGIQUE

I.1 DÉFINITIONS DE LA DIRECTIVE 2012/27/UE CONCERNANT LA COGÉNÉRATION ET LES RÉSEAUX DE CHALEUR

La directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique introduit des mesures contraignantes afin d'atteindre l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % d'ici à 2020. Cet objectif fait partie des buts plus généraux de l'UE en matière d'énergie et de climat, qui prévoient notamment la réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de l'UE.

Elle redéfinit les notions de :

- « **cogénération à haut rendement** » c'est-à-dire qui doit satisfaire aux critères suivants:
 - o la production par cogénération des unités de cogénération doit assurer des économies d'énergie primaire, calculées conformément au point b) de l'Annexe 2 de la Directive EE, d'au moins 10 % par rapport aux données de référence de la production séparée de chaleur et d'électricité ;
 - o la production des petites unités de cogénération (< 1MWél) et des unités de microcogénération (< 50 kWél) assurant des économies d'énergie primaire peut être considérée comme de la cogénération à haut rendement.
- « **réseau de chaleur et de froid efficace** », un réseau de chaleur ou de froid utilisant au moins 50 % d'énergie renouvelable, 50 % de chaleur fatale, 75 % de chaleur issue de la cogénération ou 50 % d'une combinaison de ces types d'énergie ou de chaleur ;
- « **système de chaleur et de froid efficace** », une formule de chaleur et de froid qui, par rapport à un scénario de référence correspondant à une situation de statu quo, réduit sensiblement la consommation d'énergie primaire nécessaire pour produire de manière rentable une unité d'énergie livrée dans les limites du système considéré, comme déterminé au moyen de l'analyse coûts-avantages visée dans la présente directive, en tenant compte de l'énergie nécessaire pour l'extraction, la transformation, le transport et la distribution.

I.2 LISTING ET CARACTÉRISTIQUES DES TECHNOLOGIES EXISTANTES

I.2.1 La chaudière à condensation

Cette technologie consomme beaucoup moins de combustibles tout en polluant moins qu'une chaudière classique.

Toutefois, il existe **des contraintes**:

- Le fonctionnement optimal a lieu à basse température.
- Cette technologie nécessite l'installation d'une cheminée étanche à l'humidité.

L'utilisation du gaz naturel permet :

- un meilleur rendement (label HR TOP) ;
- de réduire l'impact local sur l'environnement ;
- de ne pas stocker le combustible ;

- un coût d'installation moindre.

Applicabilité en Wallonie :

- 85% du marché des nouvelles chaudières ;
- Pour toutes les échelles de projets ;
- Ok pour le bâti existant, mais préférence pour les constructions neuves et les grosses rénovations.

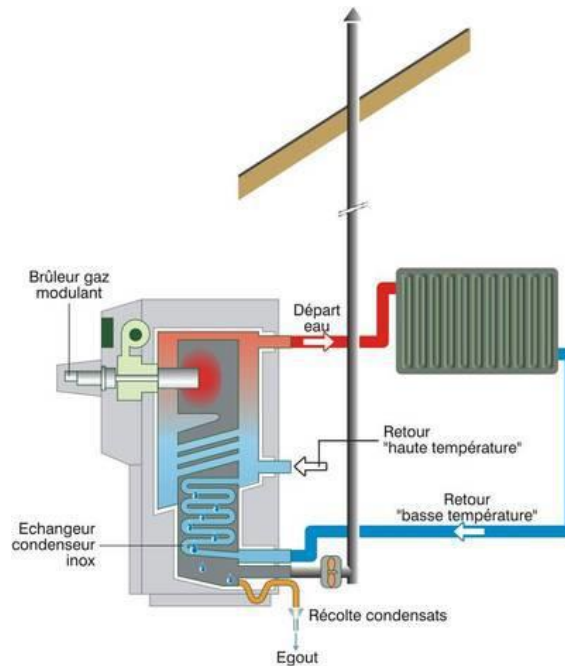


Figure 28 : Schéma d'une chaudière à condensation)

1.2.2 La cogénération à haut rendement

Cette technologie permet des **Rendements énergétiques supérieurs** en comparaison avec une production séparée équivalente de chaleur et d'électricité.

Les contraintes sont :

- un coût à l'investissement plus élevé (3000€ par kWé installé) ;
- une durée de vie plus courte (50 000 et 60 000 heures) ;
- un seuil de rentabilité qui dépend du fonctionnement de l'installation (demandes de chaud et d'électricité), ce seuil est optimal s'il est supérieure à 4500 heures de fonctionnement ;
- l'utilisation d'espace et les nuisances sonores ;
- des prix non rentables de l'huile de colza pour les cogénérations à biomasse ;
- un coût trop élevé du moteur stirling pour les microcogénérations domestiques.

Applicabilité en Wallonie :

Les certificats verts encouragent la cogénération à haut rendement, ou tout du moins de qualité avec des économies d'émissions de CO₂ imposées.

1.2.3 Les solutions industrielles

Quatre solutions existent actuellement :

- les systèmes centralisés avec une chaudière et des émetteurs ;
- la **récupération de chaleur fatale** ;
- le chauffage par rayonnement infrarouge ;
- et le chauffage par air chaud.

La solution la plus envisageable est la récupération de la chaleur fatale mais elle implique l'utilisation de la chaleur en interne ou en externe via un réseau grâce à un échangeur de chaleur ou une PAC ou encore une production d'électricité grâce à **une machine ORC** (cf. détail ci-dessous).

Applicabilité en Wallonie :

L'applicabilité est très intéressante mais cela dépend du potentiel en chaleur fatale existant.

La technologie ORC

Pour valoriser les rejets thermiques dont le niveau de température est faible, la technologie de l'ORC (Cycle Organique de Rankine) est développée.

Les cycles Organiques de Rankine (ORC) sont basés sur le cycle de Rankine « classique » pour lequel le fluide de travail serait un fluide organique.

L'avantage est ainsi de pouvoir travailler à des niveaux de température inférieurs.

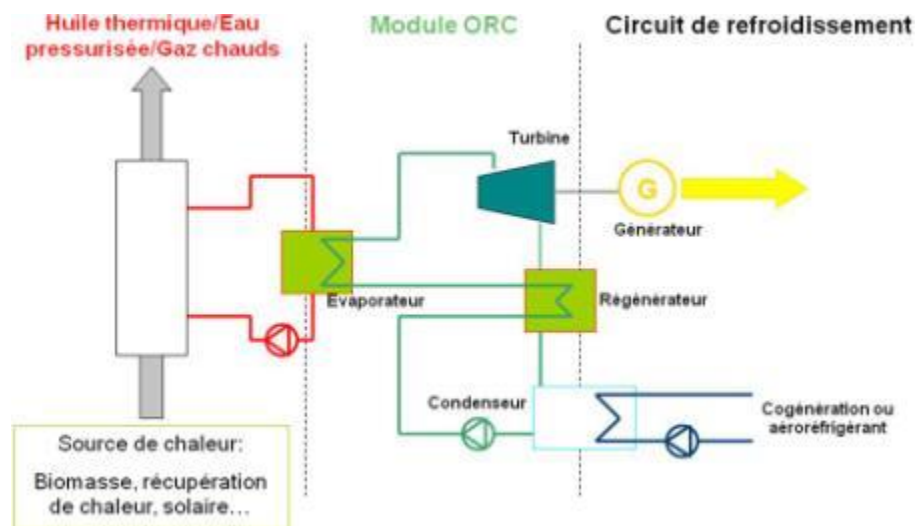


Figure 29 : ORC (source Enertime)

Quelle que soit la source de chaleur utilisée, un cycle ORC est composé de 3 boucles :

La boucle thermique : Une source de chaleur permet de chauffer un fluide thermique, typiquement de l'huile minérale ou synthétique. Cette huile possède l'avantage de rester à l'état liquide à haute température et sous des pressions faibles. Ce circuit permet de transférer l'énergie thermique de la source chaude à l'évaporateur du

module ORC. Pour certaines applications l'huile peut être remplacée par de l'eau. Enfin dans certains cas (voir paragraphe précédent), ce circuit intermédiaire caloporteur peut être évité et l'échange entre l'évaporateur du module ORC et la source chaude peut être direct.

Le Module ORC : La vapeur organique produite dans l'évaporateur est détendue dans la turbine pour produire de l'électricité thermique. Après cette détente, le fluide organique est toujours à l'état de vapeur : il n'y a aucune condensation dans la turbine ORC car les fluides utilisés ont la propriété d'être « séchant ». Cette propriété permet d'éviter l'apparition de gouttelettes entraînant une érosion de la turbine ORC et ainsi réduit les coûts de maintenance. De plus il est possible de récupérer une partie de l'énergie thermique de cette vapeur et d'augmenter ainsi le rendement du cycle en préchauffant le fluide organique venant du condenseur à travers un échangeur de chaleur appelé « récupérateur ». A la sortie du récupérateur la vapeur passe alors dans un condenseur. Le fluide organique alors en phase liquide est ensuite comprimé pour fermer le circuit.

Circuit de refroidissement : Un circuit de refroidissement est nécessaire pour condenser le fluide organique dans un module ORC. La température du circuit de refroidissement est une donnée critique pour l'efficacité de l'installation : plus elle est basse, meilleur est le rendement. La technologie de refroidissement est aussi un paramètre important : un système de condensation à air (tour sèche) consomme plus d'électricité qu'un système utilisant de l'eau (tour humide ou circuit d'eau ouvert). La disponibilité en eau du site d'implantation est également un élément important à considérer dans le choix du type de système de refroidissement.

1.2.4 Les réseaux de chaleur

Les avantages des réseaux de chaleur sont :

- la diversité des sources d'énergie ;
- la flexibilité de changement de sources d'énergie ;
- des coûts réduits notamment pour l'entretien ;
- et des nuisances réduites grâce à la centralisation de l'unité de production.

Cette solution a aussi **des inconvénients**:

- un investissement initial important ;
- des pertes thermiques dans le réseau (5 à 20%) ;
- un seuil de rentabilité qui est directement lié à la densité énergétique (2000 kWh/mc) ;
- une complexité de mise en œuvre (nombreux acteurs),
- des contraintes urbaines (terrassements en voirie, etc), engagement à long terme, ...

II. POTENTIEL TECHNIQUE DE LA COGÉNÉRATION

II.1 SOURCES

La source des données de 2012 pour les établissements est la base de données de l'enquête énergétique annuelle (BADEN) réalisée pour le compte de la DGO4 dans le cadre des bilans énergétiques régionaux.

La méthodologie utilisée a été développée en 2005 pour la CWaPE et pour l'IBGE afin de disposer d'un outil de dimensionnement et d'expertise pour estimer le potentiel de cogénération dans les régions wallonne et bruxelloise. La conception de l'outil permet de mettre à jour les paramètres technico-économiques des installations, des profils, des consommations et de faire intervenir ou non certains paramètres limitants, décrits plus loin dans la méthodologie.

Les paramètres technico-économiques des installations de cogénérations sont mis à jour par le facilitateur cogénération qui suit ces informations au jour le jour.

II.2 MÉTHODE

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 et industriels, connus au travers des enquêtes énergies réalisées annuellement par l'ICEDD pour le compte de la Région Wallonne et répartis par secteur d'activités, et l'approche top-down analyse les secteurs industriels et tertiaires dans leur ensemble. L'essentiel du travail réalisé par l'ICEDD s'est toutefois concentré sur la démarche bottom-up.

La première étape consistait à répertorier les établissements dont les consommations individuelles sont connues : plus de 2600 établissements du secteur tertiaire wallon (public et privé) et près de 580 établissements industriels. Les données énergétiques, combustibles (solides, liquides et gazeux) et électricité, qui ont servi de base à l'étude sont celles de l'année 2012. Toutefois, en l'absence de données pour 2012, les données de 2011 ont été utilisées et pour les grosses entreprises, les données de l'année 2010 ont éventuellement été utilisées, si les données 2011 n'étaient pas non plus disponibles.

Il s'agit de données énergétiques hors autoproduction. Autrement dit, ces données ne reprennent pas les quantités de combustibles déjà utilisées par les unités de production décentralisées (dont la cogénération) ni les quantités d'électricité déjà produites par l'établissement. Par ailleurs, pour le secteur tertiaire, seules les entreprises raccordées en haute tension ont été répertoriées. Dans les rares cas où une entreprise a renseigné une consommation en haute et en basse tension, nous avons pris en compte la somme de ces deux consommations.

La deuxième étape 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, de la part de chaleur pouvant effectivement être cogénérée et d'un facteur d'utilisation rationnelle de l'énergie (ou Demand Side Management). Ce besoin thermique annuel net a ensuite été réparti dans le temps, heures par heures, en fonction du choix entre 13 profils thermiques types ayant été définis pour la réalisation de cette étude de potentiel. Le classement décroissant de la courbe des besoins thermiques chronologiques ainsi obtenue donne la courbe monotone de chaleur.

La règle de dimensionnement est celle qui maximalise la production d'énergie thermique, et donc le nombre de certificats verts par installation. Autrement dit, il s'agit de choisir le rectangle (la base correspond au nombre

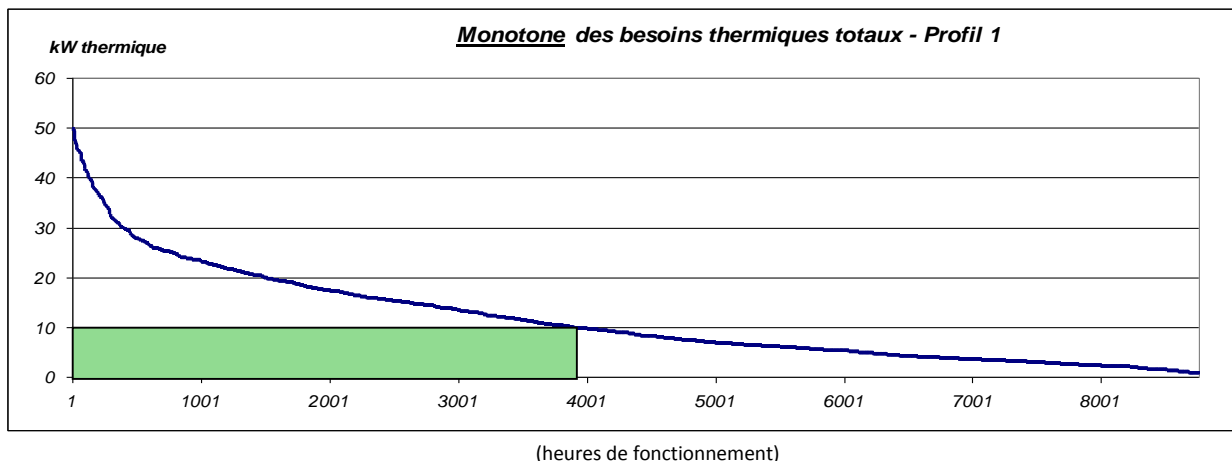
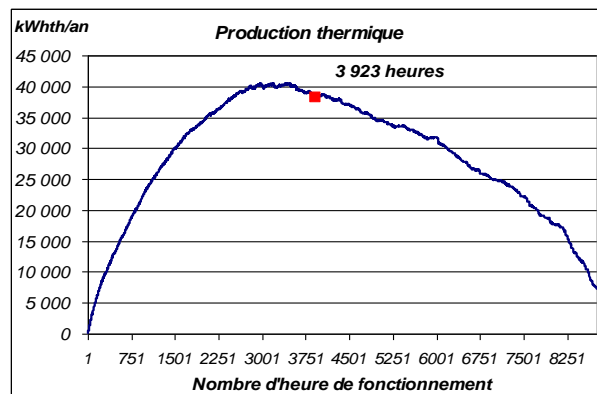
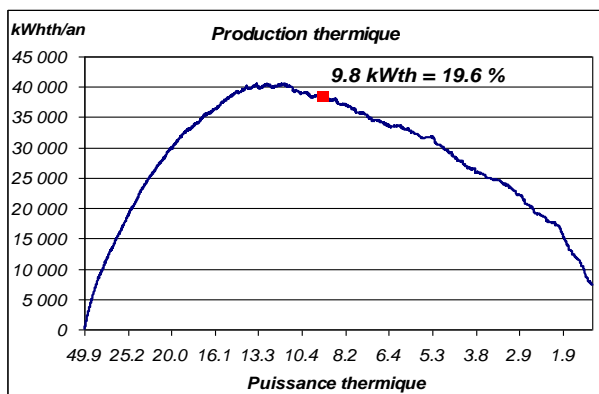
d'heures de fonctionnement de la cogénération et la hauteur sa puissance thermique) ayant la plus grande aire sous la courbe monotone de chaleur. Il s'agit donc d'un dimensionnement purement « énergétique ».

Précisons que cette méthode de dimensionnement est assez conservatrice. Choisir un rectangle sous la courbe monotone de chaleur implique un fonctionnement à pleine charge durant un certain nombre d'heures. Alors qu'en pratique, les unités de cogénération peuvent résolument fonctionner jusqu'à une charge partielle de 80 % sans pertes significatives de rendements, 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, mais également de fiabiliser la production d'énergie électrique afin de réduire l'impact négatifs du tarif élevé pour l'électricité d'appoint voire de secours.

Ensuite, afin de tenir compte d'un critère plus « économique » pour le dimensionnement, une optimisation « visuelle » a été faite. Il s'agissait de choisir un rectangle proche de celui ayant l'aire maximale mais du côté du nombre d'heure de fonctionnement plus grand et des puissances plus faibles, comme illustré ci-dessous. Choisir une durée de fonctionnement plus importante permet, en effet, de mieux rentabiliser l'installation. En outre, choisir une puissance plus faible permet, dans certains cas, de réduire voire d'annuler la part d'électricité excédentaire par rapport à la puissance électrique appelée par l'établissement, et donc la revente sur le réseau à un tarif peu intéressant. Cette double recommandation est issue de la longue expérience de l'ICEDD en matière de cogénération.

Exemple chiffré : **Profil 1 : Diurne – 5J/7 – bureaux, écoles, services aux personnes**

La puissance maximale appelée est de 49,9 kWth, soit pour une consommation annuelle de 100 MWh, une durée théorique U_Q de 2 005 heures. En déterminant une puissance de fonctionnement de 9,8 kWth, on détermine une durée de fonctionnement de la cogénération U_{cogen} de 3 923 heures. La part cogénéritable est donc de 9,8/49,9 soit 19,6%.



II.2.1 Hypothèses simplificatrices

Il est important de rappeler que les potentiels déterminés, tant par la démarche bottom-up que par la démarche top-down ne prennent pas en compte de dimension temporelle. Le logiciel se limite à estimer ce qui est potentiellement réalisable dans les conditions actuelles du marché.

Il n'est pas, non plus, tenu compte des éventuelles extensions de réseaux de gaz naturel. Dès lors, le logiciel considère que les entreprises qui ne consomment pas de gaz naturel actuellement ne sont pas raccordables à ce combustible. Le logiciel considère alors que ces entreprises ne pourront être équipées que d'une cogénération au fuel léger.

Il n'a pas été tenu compte d'éventuelles économies d'échelle en termes de coûts d'investissements ou de coûts d'entretien qui pourraient résulter de l'installation de plusieurs machines de la même puissance. Ces économies d'échelle ont en effet été considérées comme marginales et de relativement peu d'influence sur les résultats globaux du modèle.

II.2.2 Modélisation des secteurs tertiaire et industriel

II.2.2.1 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 3000 établissements pris en compte est donc réparti dans un ensemble de sous-secteurs d'activité. Les profils des différents secteurs pris en compte sont repris au Tableau 22.

	Profil	U cogen	Part cogen
Type 1	Tertiaire diurne, 5 j sur 7 (bureaux, écoles, services aux personnes)	3923	0.196
Type 2	Tertiaire diurne, 6 j sur 7 (commerces, culture)	4213	0.209
Type 3	Tertiaire diurne, 7 j sur 7 (centres sportifs)	4679	0.440
Type 4	Tertiaire continu, 7 j sur 7 (soins, horeca)	5419	0.239
Type 5	Tertiaire diurne, 5 j sur 7 (PME, blanchisserie, teintureries, consommation régulier)	2893	0.464
Type 6	Tertiaire diurne, 7 j sur 7 (logement collectif)	4718	0.306
Type 7	Industrie 1: 7 j sur 7; 3 pauses; 10 mois/an (sidérurgie, chaux, MNF)	8016	0.467
Type 8	Industrie 2 : profil chimie (type PRAYON) + sechage bois d'œuvre	8014	0.612
Type 9	Industrie 3 : profil parachimie (type L'OREAL)	4581	0.180
Type 10	Industrie 4 : profil sucrerie (type WANZE)	2184	0.889
Type 11	Industrie 5 : profil autre alimentation (type KRAFTFOODS)	8050	0.429
Type 12	Industrie Bois séchage palette	5109	0.274
Type 13	Industrie papier	6264	0.679

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

II.2.2.2 La segmentation de l'industrie et du tertiaire

Le Tableau 23 donne la branche d'activité, le code sous-branche (CSB) qui permet à l'utilisateur du logiciel de ne sélectionner qu'un seul sous-secteur d'activité, le type de profil thermique (cfr Tableau 22), le pourcentage de chaleur cogénéritable et la meilleure technologie disponible (BAT) supposée pour chaque sous-branche d'activités.

Pour les secteurs industriels, les ratios de chaleur cogénéritable sont extraits d'une étude réalisée par l'ICEDD en 1996¹⁷. Dans le temps imparti pour la réalisation de cette étude, il n'a en effet pas été possible de recontacter un échantillon d'entreprises, ce qui nous aurait permis d'actualiser ces valeurs obtenues par enquête.

Dans certains cas, une autre valeur a été prise en compte. Pour la **sidérurgie** (CSB 120), nous n'avons considéré comme cogénéritable qu'un solde de la quantité de chaleur déjà actuellement produite en autoproduction (chauffage de bains, d'huiles, ...). Cette valeur a été posée arbitrairement à 10 % de la quantité de chaleur actuellement cogénérée. En effet, il semble évident que le potentiel résiduel de cogénération est très faible en sidérurgie dans la mesure où cette technologie est traditionnellement utilisée par les sidérurgistes wallons. A défaut d'autres informations, nous avons considéré que le secteur des minéraux non ferreux (CSB 200) présentait les mêmes caractéristiques que la sidérurgie.

La démarche bottom-up a également imposé de définir un type de technologie a priori utilisable pour chaque secteur envisagé. Ce choix s'est basé sur le niveau de température auquel s'exprime le besoin de chaleur de l'établissement mais aussi sur d'éventuelles spécificités sectorielles.

Dès lors, nous avons supposé que les sous-secteurs 120 à 440 et 600 à 720 devaient être équipés de turbines à gaz (là où le gaz naturel est disponible) avec production de vapeur mais sans post-combustion. Toutefois, dans le cas où la puissance thermique de l'installation de cogénération à installer est inférieure à 5000 kW_{th}, le logiciel imposera que l'établissement en question soit équipé d'un moteur au gaz naturel ou au diesel, en fonction de la possibilité supposée ou non pour l'entreprise de consommer du gaz naturel.

Dans les secteurs 510 à 530 (l'agro-alimentaire), la présence attendue de biomasse valorisable d'un point de vue énergétique nous a fait choisir les moteurs à biogaz. Une remarque s'impose ici. Nous avons supposé que seul 10 % de la chaleur cogénéritable des entreprises de ce secteur pouvaient être rencontrés par de la biomasse biométhanisée.

Pour les scieries et les palletteries (secteurs 901 et 902), nous avons retenu la technologie de la gazéification du bois suivie d'un moteur à combustion interne. Pour ces deux secteurs, nous avons fixé une limite inférieure à 138 kW_{th}. En dessous de cette limite, le logiciel choisit un moteur au gaz naturel ou au diesel. Nous n'avons pas limité, comme pour les moteurs biogaz, la chaleur cogénéritable dans la mesure où la production des produits connexes des scieries est estimée par Valbiom à 250 000 m³ d'écorces, 190 000 m³ de sciures et 800 000 m³ de plaquettes.

Par définition, l'ensemble du secteur tertiaire a été supposé ne pouvoir être équipé que de moteurs diesel ou au gaz naturel. On suppose en effet que les besoins thermiques tertiaires s'expriment à basse température et peuvent donc être satisfaits par de l'eau chaude. D'autre part, la taille caractéristique des entreprises tertiaires y rend plus probable le recours aux moteurs à combustibles fossiles (diesel ou gaz naturel), même si dans certains rares cas des turbines à gaz pourraient se justifier (gros hôpitaux, blanchisseries industrielles).

¹⁷ Demande de chaleur techniquement cogénéritable pour la Région wallonne et la Région de Bruxelles-Capitale – Rapport final au 18 Décembre 1996, ICEDD, page 47.

BRANCHES	CSB	SousBranche	Type	% cogen	Best Available Technique
INDUSTRIE	120	SIDERURGIE	7	0.05	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	200	MINERAUX NON FERREUX	7	0.05	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	310	CHIMIE ORGANIQUE ET INORGANIQUE	8	0.72	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	320	PARACHIMIE (HORS O2)	9	0.71	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	330	OXYGENE	1	0.90	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	340	ENGRAIS	8	0.77	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	399	CHIMIE	9	0.72	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	410	CIMENT	7	0.03	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	420	CHAUX, CARRIERES ET DOLOMIE	7	0.00	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	431	VERRE PLAT	7	0.00	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	440	AUTRES MINERAUX NON METALLIQUES	7	0.20	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	510	SUCRERIES	10	0.73	Moteurs à biogaz
	520	LAITERIES	11	0.86	Moteurs à biogaz
	530	AUTRE ALIMENTATION	11	0.70	Moteurs à biogaz
	600	TEXTILE	5	0.76	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	710	PATE A PAPIER	13	0.92	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	720	PAPIER IMPRIMERIE	13	0.92	Turbine à gaz - vapeur - sans post-combustion
	810	OUVRAGES EN METAUX	1	0.57	Moteurs à combustibles fossiles
	820	CONSTRUCTIONS ELECTRIQUES	1	0.57	Moteurs à combustibles fossiles
	830	MATERIEL DE TRANSPORT	1	0.57	Moteurs à combustibles fossiles
	899	FABRICATIONS METALLIQUES (NON PRECISE)	1	0.57	Moteurs à combustibles fossiles
900	AUTRES INDUSTRIES	5	0.53	Moteurs à combustibles fossiles	
901	SCIERIES et BOIS d'ŒUVRE	8	0.53	Cogen bois gazéification	
902	PALLETERIES	12	0.53	Cogen bois gazéification	
COMMERCE	1110	Commerce de gros et intermédiaires de commerce	2	0.98	Moteurs à combustibles fossiles
	1120	Commerce de détail (hors supermarchés)	2	0.98	Moteurs à combustibles fossiles
	1130	Supermarchés	2	0.98	Moteurs à combustibles fossiles
	1140	Horeca	4	0.90	Moteurs à combustibles fossiles
	1199	Commerce non précisé	2	0.98	Moteurs à combustibles fossiles
TRANSPORT ET COMMUNICATION	1210	Chemin de fer (snbc)	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1220	Transport public (hors snbc)	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1230	Transport privé et activités annexes au transport	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1240	Belgacom, la poste	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
BANQUES ASSUR. ET SERV. AUX ENTREPRISES	1310	Banques et assurances	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1320	Agents immobiliers	2	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1321	Logements	6	0.98	Moteurs à combustibles fossiles
	1330	Services aux entreprises	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
ENSEIGNEMENT	1410	Enseignement des communautés	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1420	Enseignement provincial et communal	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1430	Enseignement libre, privé et international	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1440	Université et recherche	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1499	Enseignement non précisé	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
SOINS ET SANTE	1510	Hopitaux	4	0.90	Moteurs à combustibles fossiles
	1520	Polycliniques, laboratoires	1	0.90	Moteurs à combustibles fossiles
	1530	Crèches, hébergement social	1	0.90	Moteurs à combustibles fossiles
	1540	Maisons de retraite	4	0.90	Moteurs à combustibles fossiles
	1599	Soins, santé non précisé	1	0.90	Moteurs à combustibles fossiles
CULTURE ET SPORT	1610	Piscines	3	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1620	Bibliothèques, archives, musée	2	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1630	Autres services sportifs ou culturels	3	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1640	Tourisme	2	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
AUTRES SERVICES	1710	Blanchisseries et lavoirs	5	0.90	Moteurs à combustibles fossiles
	1720	Réparation et garages	1	0.98	Moteurs à combustibles fossiles
	1730	Autres services aux personnes	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1740	Autres services à la collectivité	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
ADM. PUBLIQUES ET INTERNATION.	1810	Administration de l'état et de la région	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1820	Administrations commun. et prov., cpas, intercom.	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1830	Défense nationale	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1840	Organismes internationaux et forces armées	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1850	Sécurité sociale obligatoire	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1910	Eau : captage, transport, distribution	1	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
	1930	Traitement des déchets	5	1.00	Moteurs à combustibles fossiles
INDETERMINE	9999	Tertiaire non précisé	1	0.90	Moteurs à combustibles fossiles

Tableau 23 : Liste des secteurs et des technologies pris en compte

II.3 RÉSULTATS

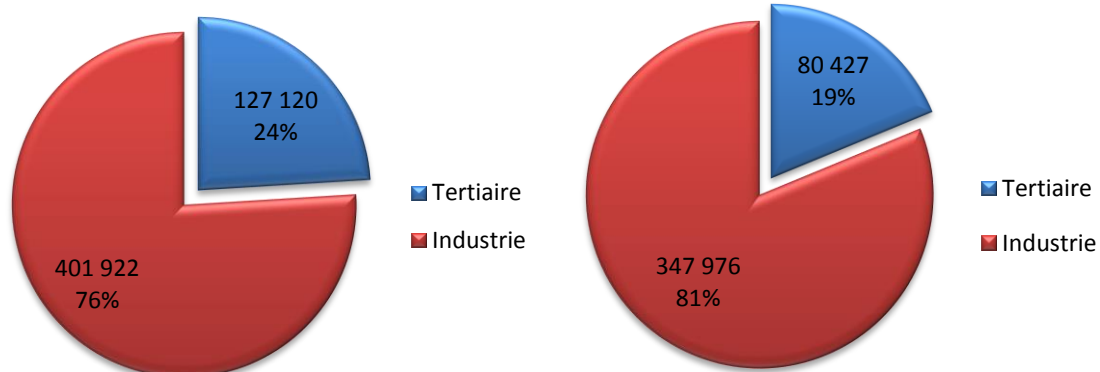
Le tableau suivant reprend la synthèse des résultats du dimensionnement des cogénérations des secteurs tertiaire et industrie. Le nombre total d'établissement étudié est présenté, ainsi que ceux qui ont un potentiel énergétique, soit 78% du total dans le tertiaire et 68% du total dans l'industrie.

La puissance thermique potentielle est de 529 MWth, dont 76% dans le secteur industriel, la production thermique correspondante est estimée à 3 172 GWh. La puissance électrique potentielle est de 428 MWe, avec 81% dans le secteur industriel, la production électrique correspondante est de 2 621 GWh.

	TERTIAIRE	INDUSTRIE	TOTAL
Nombre total d'établissements	2 636	579	3 215
Nombre avec potentiel énergétique	2 056	391	2 447
Part du total	78%	68%	76%
Puissance élec max (MW)	3,652	40,874	44,526
Puissance thermique totale (MWth)	127,120	401,922	529,042
Puissance électrique totale (MWe)	80,427	347,976	428,402
Production chaleur cogénérée GWh	552,448	2 619,125	3 171,573
Production électrique cog. GWh	350,296	2 271,555	2 621,851

Tableau 24 : Potentiel technique de la cogénération en Wallonie

Puissance thermique totale (kWth) Puissance électrique totale (kWe)



Production chaleur cogénérée MWh Production électrique cog. MWh

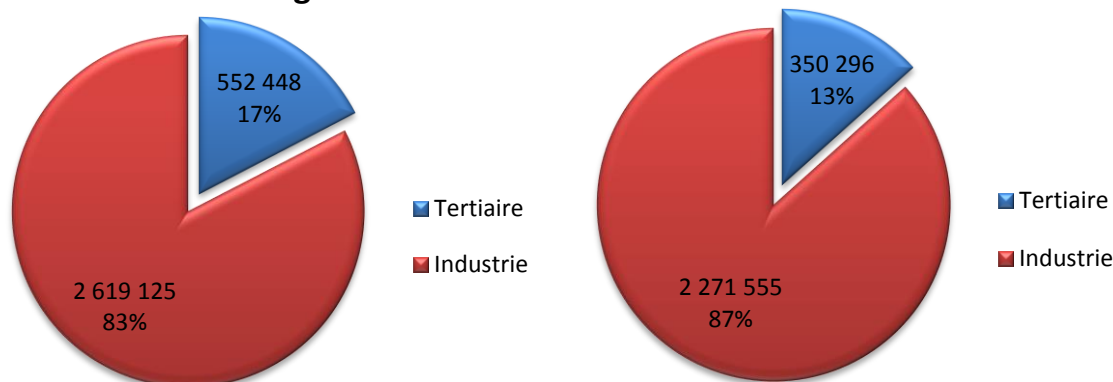


Figure 30 : Potentiel de la cogénération du tertiaire et de l'industrie (2012)

III. POTENTIEL TECHNIQUE DES ÉNERGIES FATALES

III.1 SOURCES

Les sources de données sont identiques à celles utilisées pour le calcul de l'offre en chaleur (cf. §III.1.1 du chapitre 1).

III.2 MÉTHODES

Pour estimer le potentiel technique des énergies fatales à l'horizon 2030, on part de l'offre en chaleur fatale totale estimée en 2012 (basse et haute températures confondues, cf. Tableau 17 page 44) pour réaliser 6 scénarios.

Le premier scénario intitulé « Statu quo » est basé sur l'hypothèse que la situation de l'industrie wallonne sera identique en 2030 par rapport à 2012. Autrement dit, on suppose que les consommations énergétiques et le potentiel en chaleur fatale sont équivalents en 2012 et en 2030. Ce scénario peut sembler optimiste mais il constitue le point de départ pour évaluer le potentiel économique (cf. chapitre 6f Potentiel économique).

Pour le scénario -30%, on considère que la crise économique qui touche l'industrie wallonne va se poursuivre jusqu'en 2030, et donc les consommations énergétiques, et le potentiel en chaleur qui en résulte, vont diminuer de 30% par rapport à 2012. On obtient le potentiel en chaleur à l'horizon 2030 en appliquant un facteur régressif de 0,7 au potentiel obtenu en 2012.

Pour le scénario +30%, on suppose cette fois que l'industrie wallonne va connaître une embellie d'ici 2030, et donc que les consommations énergétiques, et le potentiel en chaleur qui en résulte, vont augmenter de 30% par rapport à 2012. On obtient le potentiel en chaleur à l'horizon 2030 en appliquant un facteur progressif de 1,3 au potentiel obtenu en 2012. Ce scénario peut paraître irréaliste, mais il permet d'évaluer un potentiel en chaleur maximum en 2030.

Les 3 derniers scénarios sont plus élaborés. Sachant que l'on dispose des consommations énergétiques par branche d'activité industrielle depuis 1990, on applique une tendance évolutive sur les consommations allant de 2013 à 2030 en prenant comme référence 3 périodes de temps antérieures à 2013 pour calculer 3 scénarios distincts en fonction de la période de temps sélectionnée (1990-2012, 2000-2012 et 2010-2012). Par exemple, pour le scénario tendance 2000-2012, on part des consommations énergétiques de 2000 à 2012 par branche d'activité et on projette une tendance à l'horizon 2030. On obtient ainsi pour 2030 une consommation théorique par branche d'activité. Ensuite, sur base de ces consommations théoriques, on peut calculer des ratios de consommation 2030/2012 par branche d'activité. On obtient le tableau suivant.

	Scénario tendance 1990-2012	Scénario tendance 2000-2012	Scénario tendance 2010-2012
SIDERURGIE	0%	0%	0%
NON FERREUX	0%	0%	0%
CHIMIE	121%	73%	89%
MINERAUX NON METALLIQUES	92%	71%	84%
ALIMENTATION	115%	129%	28%
TEXTILE	0%	0%	77%
PAPIER	144%	111%	154%
FABRICATIONS METALLIQUES	65%	65%	11%
AUTRES INDUSTRIES	149%	116%	91%

Tableau 25 : Ratios de consommation énergétique 2030/2012 par branche d'activité

Pour finir, on obtient les potentiels en chaleur par branche d'activité en multipliant les ratios par l'offre en chaleur de 2012.

en TWh	Scénario	Scénario	Scénario
	tendance	tendance	tendance
	1990-2012	2000-2012	2010-2012
SIDERURGIE	0,000	0,000	0,000
NON FERREUX	0,000	0,000	0,000
CHIMIE	1,060	0,639	0,780
MINERAUX NON METALLIQUES	1,151	0,883	1,052
ALIMENTATION	0,226	0,253	0,055
TEXTILE	0,000	0,000	0,000
PAPIER	0,032	0,025	0,034
FABRICATIONS METALLIQUES	0,002	0,002	0,000
AUTRES INDUSTRIES	0,054	0,042	0,033
TOTAL INDUSTRIE	2,525	1,844	1,954

Tableau 26 : 3 scénarios de tendance sur le potentiel technique des énergies fatales en 2030

III.3 RÉSULTATS

Le tableau ci-dessous montre, par branche d'activité, les potentiels techniques estimés à l'horizon 2030 en fonction de 6 scénarios classés de gauche à droite du plus défavorable au plus favorable. Pour rappel, le potentiel du scénario « statu quo » correspond à l'offre en chaleur fatale en 2012.

en TWh	Scénario (-30%)	Scénario tendance 2000-2012	Scénario tendance 2010-2012	Scénario tendance 1990-2012	Scénario statu quo	Scénario (+30%)
SIDERURGIE	0,172	0,000	0,000	0,000	0,246	0,320
NON FERREUX	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
CHIMIE	0,615	0,639	0,780	1,060	0,879	1,142
MINERAUX NON METALLIQUES	0,872	0,883	1,052	1,151	1,246	1,619
ALIMENTATION	0,137	0,253	0,055	0,226	0,196	0,254
TEXTILE	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PAPIER	0,015	0,025	0,034	0,032	0,022	0,029
FABRICATIONS METALLIQUES	0,002	0,002	0,000	0,002	0,003	0,004
AUTRES INDUSTRIES	0,026	0,042	0,033	0,054	0,036	0,047
TOTAL INDUSTRIE	1,839	1,844	1,954	2,525	2,628	3,416
Evolution p.r. au statu quo	70%	70%	74%	96%	100%	130%

Tableau 27 : Récapitulatif des scénarios sur le potentiel technique des énergies fatales en 2030

Le scénario tendance 2000-2012 fait partie des scénarios les plus défavorables. En effet, c'est dans celui-ci que le poids de la crise économique de 2009 sur l'industrie wallonne a le plus d'impact. Par contre, le scénario tendance 1990-2012 figure parmi les plus favorables et est très proche du scénario « statu quo ».

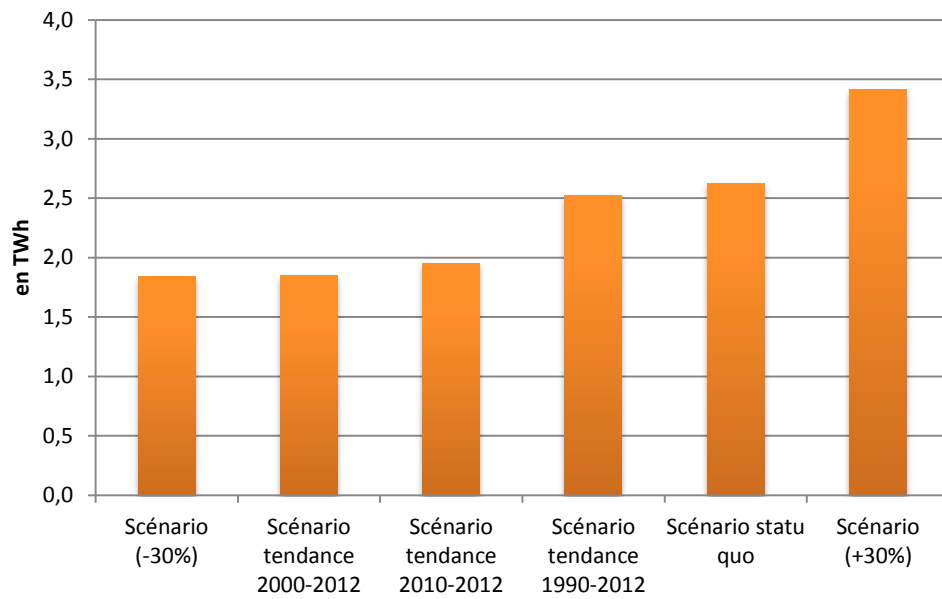


Figure 31 : Potentiel technique total selon les 6 scénarios

La figure ci-dessous présente le potentiel technique par branche d'activité en fonction des 4 scénarios les plus réalistes à savoir le « statu quo » et les 3 scénarios basés sur des tendances d'évolutions de consommation.

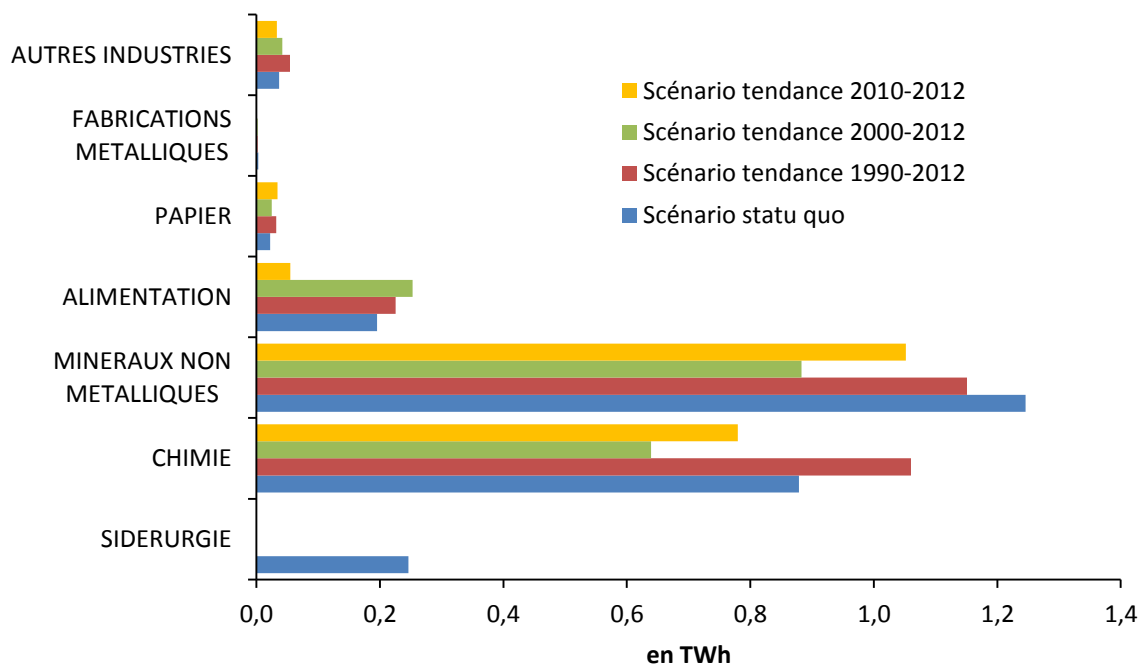


Figure 32 : Potentiel technique par branche d'activité selon 4 scénarios

On constate que, en 2030, le potentiel pour la sidérurgie devrait être nul sauf pour le scénario « statu quo ». Pour les autres branches d'activité et quel que soit le scénario envisagé, le potentiel technique proviendrait essentiellement des secteurs des minéraux non métalliques, de la chimie et, dans une moindre mesure, de l'industrie alimentaire.

Le scénario le plus favorable pour la chimie est le scénario tendance 1990-2012 (+21% par rapport au « statu quo »). Pour les minéraux non métalliques, le statu quo (business as usuel) est le scénario le plus avantageux. Quant au secteur de l'alimentation, le scénario tendance 2000-2012 est le plus favorable (+29% par rapport au « statu quo ») et le scénario tendance 2010-2012 est le plus défavorable (-72%).

IV. POTENTIEL TECHNIQUE DES RÉSEAUX DE CHALEUR ET DE FROID

IV.1 POTENTIEL TECHNIQUE DES RÉSEAUX DE FROID

Actuellement, il n'existe aucune exemple de réseaux de froid en Région wallonne. La raison principale étant que, vu le climat tempéré maritime belge, les demandes en refroidissement des bâtiments résidentiels et tertiaires sont trop faibles pour rentabiliser les coûts (CAPEX + OPEX) liés à l'implantation d'un réseau de froid. Concernant le secteur industriel, les besoins de refroidissement sont très variables d'un secteur à l'autre, relativement spécifique à chaque filière et difficilement substituable.

Dès lors, l'étape 4.3 se concentre sur le potentiel technique des réseaux de chaleur

IV.2 POTENTIEL TECHNIQUE DES RÉSEAUX DE CHALEUR

Pour aborder le potentiel technique des réseaux de chaleur, nous avons défini 4 scénarii potentiellement reproductibles en Wallonie sur base de paramètres favorables à l'implantation de réseaux de chaleurs, couplés à des systèmes de production à haut rendement ou à une production d'énergie renouvelable. Ces scénarii sont :

1. La **densification** des réseaux existants par augmentation du raccordement des bâtiments situés à proximité immédiate des réseaux existants ;
2. La possibilité d'**extension** des réseaux existants pour alimenter des bâtiments situés à moins de 1.000 mètres ;
3. La possibilité d'**amélioration** des réseaux existants (hors extension et densification)
4. La possibilité de **création** de réseaux neufs.

Afin de bien comprendre l'état des lieux des réseaux existants, il nous semble pertinent de dresser un inventaire des réseaux actuels présent en Région wallonne.

IV.2.1 Inventaire des réseaux existants

L'inventaire des réseaux existants est repris sous forme de tableau et n'a pas la prétention d'être exhaustif, mais reprend les données des projets qui ont pu être collectées.

Nom	Localité	Sources d'énergie	Technologies	Production (kWh/an)	Longueur du réseau (m)
La surizée	Surice	biomasse humide	biométhanisation+cogénération	900 000	400
Bois del Terre	Limelette	gaz naturel	cogénération- moteur à comustion interne	75.000,00	100
Enerwood	Dison	Biomasse sèche	Turbine vapeur	8 000 000	1430
Réseau d'Ottignies	Ottignies	Huile végétale	cogénération- moteur à comustion interne	900.000,00	100
UCL	Louvain-la-Neuve	gaz naturel	cogénération- moteur à combustion interne + chaudière	70.000.000,00	3800
Ulg - Sart-Tilman	Sart-Tilman, ANGLEUR	Biomasse sèche	Turbine vapeur	60.528.571,43	12000
Chatelet, Régie des chauffage Urbains	CHATELET	chaleur fatale industrielle	Récupération de chaleur fatale industrielle - échangeur + chaudière	4.000.000,00	3000
Gedinne	GEDINNE	Biomasse sèche	Gazéification de bois et moteur à combustion interne	1.300.000,00	1300
Spaque	Anton	Biogaz	Cogénération	2.400.000,00	800
Biogaz Haut Geer	Geer	biomasse humide	biométhanisation+cogénération	800.000,00	1700
Renogen	Amel	biomasse sèche et huile végétale	Turbine vapeur	102.000.000,00	inconnu
Recybois	Virton	biomasse sèche	turbine vapeur	62.800.000,00	inconnu
St ghislain	St ghislain	Geothermie	Geothermie	11.000,00	6000
Hotton	Hotton	biomasse sèche	chaudière bois	inconnu	440
Baelen	Baelen	biomasse sèche	chaudière bois	675000	100
Tournai	Tournai	biomasse humide	biométhanisation+cogénération	3100000	200
Philippeville	Philippeville	biomasse sèche	chaudière bois	inconnu	210
Chimay	Chimay	biomasse sèche	Cogen bois	inconnu	inconnu
St Vith	St Vith	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Nassogne	Nassogne	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Tenneville	Tenneville	biomasse sèche	chaudière bois	inconnu	inconnu
Libin	Libin	biomasse sèche	chaudière bois	inconnu	715
Visé	Visé	biomasse sèche et solaire	chaudière bois + solaire	2600000	5000
Socageth	Charleroi	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Minerve	Gosserlies	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Verviers	Verviers	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Colruyt	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Greenwatt	Nivelles	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Ateliers du Monceau	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Aterliers de beauraing	Beauraing	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Radadesh	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu

Menuiserie Gonay	Dürler	inconnu	inconnu	inconnu	inconnu
Synergies Fleurus	Fleurus	inconnu	biométhanisation	inconnu	1500

Tableau 28 : Inventaire des réseaux de chaleur existants

IV.2.2 La densification des réseaux existants

De manière générale, au plus un réseau est dense, au plus il sera rentable. Cela est lié aux pertes du réseau de distribution, qui sont proportionnelles à la densité du réseau. La densité thermique d'un réseau de chaleur se définit comme le rapport entre la quantité d'énergie distribuée par le réseau (kWh) et la longueur de réseau créée (m). La figure ci-dessous illustre cette dégressivité du coût du réseau de chaleur en fonction de sa densité.

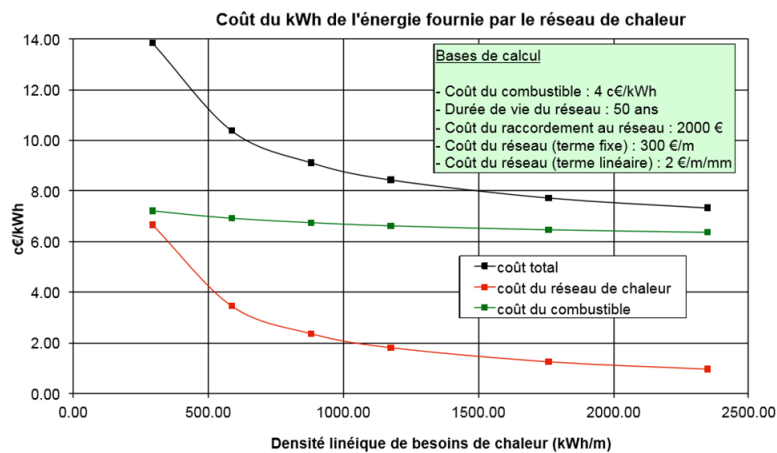


Figure 33 : Coût de kWh en fonction de la densité du réseau (Source : Climat-Air-Energie, Rhône-Alpes)

Pour fixer un ordre de grandeur, une densité thermique de l'ordre de 2000 kWh par an et par mètre linéaire de réseau créé est habituellement retenue comme valeur « clé » pour l'évaluation de la faisabilité économique d'un projet de réseau de chaleur. Dès lors, il paraît judicieux de densifier un réseau existant afin d'en améliorer la rentabilité. Néanmoins, certaines barrières sont présentes quant à la densification d'un réseau. Celles-ci sont expliquées ci-après.

Les bâtiments à proximité d'un réseau, et qui ne sont pas encore connectés à ce réseau sont des bâtiments existants autonome en production de chauffage et d'Eau Chaude Sanitaire. Il est donc indispensable, si on souhaite intégrer ces bâtiments, de leur proposer une alternative plus avantageuse financièrement (CAPEX + OPEX).

De plus, le réseau doit avoir la capacité de produire une quantité plus grande de chaleur. Concrètement, il est nécessaire d'avoir un réseau à débit variable avec une réserve de puissance pour savoir alimenter le réseau densifié.

Un réseau existant est, par définition, en place depuis plusieurs années. Dès lors, on peut s'attendre à ce que ses frais de maintenance (OPEX) soient croissants au fil du temps. Dans certains cas extrêmes (réseau vétuste), il est parfois préférable de mettre le réseau à l'arrêt (ex: réseau de Verviers, qui n'a pas trouvé de reprenneur pour valoriser le réseau en place). De même, si un réseau existant était lié à la présence d'une chaleur fatale, et que cette chaleur fatale disparaît, cela peut mettre en péril la pérennité du réseau (ex: réseau de Châtelet). Dès lors, on voit que les paramètres liés à la pérennité d'un réseau de chaleur sont nombreux, et vont influencer les décisions quant à la possibilité de densifier un réseau existant.

Enfin, notons que la densification d'un réseau peut également s'envisager en déconnectant certains bâtiments trop excentrés.

IV.2.3 La possibilité d'extension des réseaux existants

Les critères qui influencent la possibilité d'extension d'un réseau se rapprochent de ceux de la densité du réseau. En effet, en cas d'extension du réseau, il faudra voir si :

- L'extension du réseau ne diminuera pas de manière critique la densification du réseau
- Le réseau en place n'engendrera pas des coûts de réfection trop importants
- La capacité du réseau permet d'alimenter de nouveaux bâtiments. Par exemple, le réseau de Charleroi utilise 10 MW sur un potentiel de 48 MW car une partie des bâtiments sont déconnectés. Dès lors, ce réseau a un potentiel de densification ou d'extension car il possède une réserve de puissance disponible.
- L'alternative proposée aux nouveaux bâtiments sera concurrentiel par rapport à leur fourniture actuelle (dans le cas de bâtiments existants) ou au prix du marché (dans le cas de nouveaux bâtiment).

Dès lors, le contexte d'implantation du nouveau réseau aura une influence sur le potentiel d'extension. Logiquement, au plus l'implantation du réseau sera coûteuse (difficulté d'accès pour creuser les tranchées, obstacles à contourner augmentant la taille du réseau, ...), au moins le potentiel d'extension sera élevé. Pour se fixer un ordre de grandeur, de manière générale, on estime l'implantation d'un nouveau réseau entre 1000 Eur HTVA et 3 000 Eur HTVA par mètre linéaire (conduites + génie civil + sous-station + régulation). L'organisme qui investira dans l'extension du réseau (cessionnaire, pouvoir public, ...) devra intégrer ce coût d'extension dans le prix de chaleur vendu à tout le réseau. Si ces coûts d'extension sont trop importants, le projet ne verra certainement pas le jour.

IV.2.4 La possibilité d'amélioration des réseaux existants

Ci-après sont reprises différentes possibilités d'améliorer les réseaux existants.

1. L'automatisation des sous-stations afin d'adapter plus précisément la fourniture aux besoins.

La plupart des « vieux » réseaux de chaleur sont des réseaux à débit constant. Dans ces réseaux, le débit ne varie pas en fonction de la demande des différents bâtiments mais est le même toute l'année. Transformer un tel réseau pour avoir un réseau à débit variable passe par 2 modifications :

- Le placement de vannes 2 voies à l'entrée de chaque unité desservie de manière à pouvoir les isoler du réseau quand la demande de ce bâtiment est nulle.
- Le placement sur le réseau primaire de circulateurs à débit variable.

L'intérêt d'une telle opération est double :

- Diminution des consommations électriques via les pompes à débit variable
- Réduction de la température de retour du réseau, favorisant la condensation et augmentant le rendement de production du réseau.

2. La réduction des pertes de distribution

Un des désavantages d'un réseau de chaleur est la perte thermique engendrée par le réseau. Dès lors, il convient de réduire au maximum ces pertes.

Les pertes en ligne d'un réseau se calculent avec la formule suivante :

*Pertes thermiques = durée du temps de chauffe * Longueur du réseau * Coefficient de déperdition des conduites * Différence de T° moyennes de l'eau et de l'ambiance*

Dès lors, nous proposons deux mesures permettant la diminution des pertes de distribution du réseau primaire : une (sur)-isolation du réseau (amélioration du coefficient de déperdition des conduites) ou une diminution de la température de l'eau du réseau (diminution de la différence de T°).

- (Sur)-isolation du réseau :

La rentabilité d'une telle mesure dépend fortement de la facilité d'accès du réseau. Si le réseau est enterré, le coût de la mesure sera élevé car il nécessitera une ouverture du sol, rendant l'opération difficilement rentable.

Dans le cas de conduites aériennes, l'accès est plus aisé augmentant la rentabilité de l'opération.

- Diminution de la température de l'eau distribuée :

Les pertes étant proportionnelles à la différence de température moyenne entre l'eau qui parcourt le réseau et la température moyenne de l'ambiance, une diminution de la température de l'eau du réseau aura une influence directe.

Notons que si le réseau produit chauffage et eau chaude sanitaire, la diminution de la température sera limitée, afin d'éviter les problèmes de légionnelle.

Avant de diminuer la température du réseau, il est fondamental de lister les utilisations des bâtiments desservis.

3. L'augmentation des rendements des chaudières existantes (entretien / renouvellement)

En général, les réseaux existants sont déjà optimisés au niveau de la production de chaleur, étant donné l'importance de ce rendement sur la consommation de l'ensemble des bâtiments desservis. Néanmoins, voici quelques pistes d'amélioration du rendement de production d'un réseau de chaleur :

- Possibilité d'un échange de chaleur entre les fumées de combustion et l'air comburant (caloduc) pour augmenter la température de l'air qui alimente le brûleur, afin de diminuer les pertes par les fumées. Cette technologie étant applicable pour les grandes puissances, elle est idéale dans le cas d'un réseau de chaleur.
- Pour les chaudières traditionnelles (non à condensation), il est possible de rajouter un condenseur externe pour augmenter le rendement saisonnier. A nouveau, cet investissement se rentabilisera d'autant mieux que la puissance de la chaudière est importante.
- Possibilité de gérer les brûleurs sur base du taux d'oxygène des fumées, en installant une sonde de cheminée avec une consigne d'un taux d'oxygène (par exemple 3%). Le prix de l'équipement est élevé et nécessite une puissance importante de production pour rentabiliser l'investissement.

4. L'entretien de l'unité de production du réseau

Vu la quantité de chaleur produite, l'entretien de l'unité de production est crucial. Il devra être fréquent et de qualité pour maintenir un rendement de production élevé. On prévoira éventuellement une mission complémentaire de contrôle de maintenance pour garantir un rendement élevé.

5. Rationalisation du réseau existant

Pour des raisons historiques, qui ne sont parfois plus d'actualité, certains réseaux de chaleur actuels sont parfois connectés à certaines unités qui diminuent la rentabilité du réseau (diminution de la densité du réseau à cause d'une unité lointaine). Dans ce cas, il est préférable de rendre cette unité autonome pour densifier le réseau, et en augmenter la rentabilité.

IV.2.5 La possibilité de création de réseaux neufs

Dans l'optique de création de nouveaux réseaux, il faut distinguer 2 cas différents :

- La création d'un nouveau réseau dans le cadre d'un projet neuf, ou d'une rénovation en profondeur de l'enveloppe du bâtiment
- La création d'un nouveau réseau dans le cadre d'une rénovation des techniques d'un bâtiment existant.

La grande différence entre ces 2 cas est la performance énergétique de l'enveloppe des bâtiments, et par conséquent, le besoin de chaleur. Une valeur cible, pour envisager la création d'un réseau de chaleur est d'atteindre un besoin de chaleur de 1 MW.

Vu les impositions en terme de performance énergétique dans les projets neufs ou les rénovations en profondeur de l'enveloppe (ex : besoins de chaleur des nouveaux logements <K35), les réseaux de chaleur n'y sont

envisageable que dans des projets mono-affectation d'envergure, ou des projets mixtes au niveau des affectations (logements + bureaux/crèches/homes/hôpitaux/...), de manière à augmenter les besoins de chaleurs desservis par l'éventuel réseau. Dans le dernier exemple, le fait d'avoir différentes affectations permet également de lisser la courbe des besoins journaliers en chaleur, condition idéale pour le bon fonctionnement d'un réseau de chaleur.

- Ex: Projet « Bella Vita » à Waterloo (construction neuve)
 - 87 maisons / 182 appartements / 1 crèche / 1 épicerie / 1 restaurant / 1 résidence-service / 1 maison de repos / 1 centre médical / 1 piscine / 1 gymnase
 - Création d'un réseau de chaleur alimenté par de la biomasse

Les nouveaux réseaux de chaleurs seront de préférence à débit variable et en étoile (interconnexions) avec prévision d'un appoint de chaleur (nouvelle unité de production à un endroit du réseau) pour assurer une extension future ou pour compenser la perte d'une éventuelle chaleur fatale disponible au moment de la création du réseau. De cette manière, les réseaux pourront évoluer au fil du temps en fonction de circonstances encore incertaines lors de la conception du réseau...

Notons que dans les pays scandinaves, il n'est pas rare de retrouver des réseaux de chaleur de plusieurs dizaines de kilomètres de long qui alimentent des quartiers entiers grâce à des centrales de production avec cogénération. Ce constat est la résultante d'une politique globale en matière d'énergie mise en place depuis de nombreuses années de création de ses réseaux lors de la création des quartiers et est dès lors difficilement applicable au parc wallon existant. En effet, dans le parc wallon existant, les barrières à la mise en place d'un réseau de chaleur de très grande taille sont nombreux (nécessité d'une politique stratégique à l'échelle de la Région, rentabilité du projet dans un environnement déjà construit, ...). De plus, ces pays scandinaves ont un climat plus rigoureux que le nôtre, impliquant une plus grande consommation de combustible, toute chose restant égale par ailleurs. Ce modèle de réseau de chaleur de quartier semble plus réaliste dans le cas de la création de nouveaux quartiers (Cf. exemple Bella Vita).

Plusieurs critères sont à prendre en compte pour évaluer la rentabilité d'un projet de réseau de chaleur. Ces critères sont repris et détaillés ci-après.

1. Faciliter d'implantation et quantité d'impétrants

Un des postes importants dans un projet de réseau de chaleur est le coût du réseau. Dès lors, la facilité d'implantation du réseau aura un impact direct sur la rentabilité du projet. Il est évident que si un réseau doit se réaliser sur un terrain herbagé, son coût sera moindre que s'il doit traverser une ou plusieurs routes existantes, ou bien une surface minéralisée.

De plus, que ce soit dans le cas d'un projet existant ou d'un projet neuf, la quantité d'impétrants dans le sol, leur position et la présence (ou non) de plans précis sur leur localisation auront une influence sur le coût du réseau.

Pour fixer une valeur cible, on se situera en général dans une fourchette comprise entre 1 000 Eur HTVA et 3 000 Eur HTVA par mètre linéaire de réseau. Notons que dans ce calcul, les canalisations de départ et de retour ne sont pas additionnées ; seuls les mètres linéaires de tranchées sont comptabilisés. En effet, dans la pratique, les tuyaux de départ et de retour du réseau seront disposés dans la même tranchée.

2. Multipllicité des acteurs

En cas de rénovation des techniques dans un ensemble de bâtiments existants, un projet de réseau de chaleur d'aboutir que le nombre de décideur est faible. En effet, en cas de propriétaires/décideurs multiples, le phénomène de « free rider », qui consiste à ce qu'un décideur favorise une décision qui lui est directement profitable, et freine une décision favorable à la collectivité, si elle a un impact négatif sur ce décideur, viendra compliqué la prise de décision commune. Dès lors, les cas les plus favorables seront ceux d'un parc de bâtiments détenu par 1 seul propriétaire ou décideur (logements sociaux, parc de bureaux avec un propriétaire, établissement scolaire avec plusieurs bâtiments, ...).

Dans le cas d'un projet neuf, le problème de la multiplicité des acteurs se pose également, mais d'une autre manière. En effet, dans un tel projet, il est nécessaire d'avoir un dialogue en amont du projet et un accord sur ce projet entre 4 acteurs clés :

- La ville/commune/...

-
- L'intercommunale
 - Le promoteur
 - Le producteur/fournisseur de chaleur

Sans ce dialogue et l'accord de ces différents partenaires, un projet verra difficilement le jour, étant donné le contexte particulier d'un réseau traversant éventuellement une voirie (existante ou à construire), et devant être créé en même temps que d'autres impétrants (égouttage, gaz, eau, électricité, ...).

Quand le réseau a la possibilité d'être installé avec les autres impétrants, on essaiera de mettre le réseau le plus en profondeur. En effet, à priori, ce réseau sera enfuit dans le sol et ne nécessitera pas d'intervention durant toute sa durée de vie, contrairement à d'autres impétrants (gaz, eau, électricité, internet, égouts, ...). Cet enfouissement du réseau, le plus en profondeur possible :

- Permettra une meilleure isolation du réseau, via une température du sol plus élevée à plus grande profondeur.
- Évitera que les interventions sur d'autres impétrants n'endommagent le réseau.

3. Densité du réseau

Comme vu précédemment, la rentabilité d'un réseau est proportionnelle à sa densité. Connecté des bâtiments neufs/existants relativement proches augmentera les chances de succès du projet.

4. Energies renouvelables

Un réseau de chaleur permet de lisser les besoins de chaleur, via un effet d'échelle. Dans le cas d'un complexe avec la même affectation, ce lissage des besoins est obtenu de manière statistique, via l'augmentation du nombre d'utilisateur. Dans le cas d'un site avec plusieurs affectations, ce lissage est également renforcé par la diversité des besoins, caractéristiques de chaque affectation. Par exemple, un immeuble de logement aura souvent des besoins le matin et le soir, ainsi que le weekend, alors qu'un immeuble de bureau aura des besoins en journée et en semaine. Combiner ces 2 affectations permet donc d'avoir une charge des besoins mieux répartie dans le temps que ces 2 bâtiments pris séparément.

Cette courbe des besoins de chaleur lissée convient particulièrement bien à la cogénération, qui sera d'autant plus rentable qu'elle fonctionne longtemps. Dès lors, un réseau de chaleur peut être vu comme un outil pour atteindre un contexte favorable à la cogénération. Les nouveaux réseaux de chaleur sont d'ailleurs souvent couplés à des cogénérations, pour bénéficier des certificats verts, et augmenter la rentabilité du projet.

5. Chaleur fatale

Un réseau de chaleur sera d'autant plus rentable qu'il peut bénéficier d'une source de chaleur fatale. Dans un tel contexte, on prévoira une redondance au niveau de la production pour assurer l'approvisionnement en chaleur lorsque l'activité industrielle s'arrête (temporairement ou définitivement).

Chapitre 5
Analyse coûts-avantages territoriale

I. DÉFINITION DES SCENARIOS

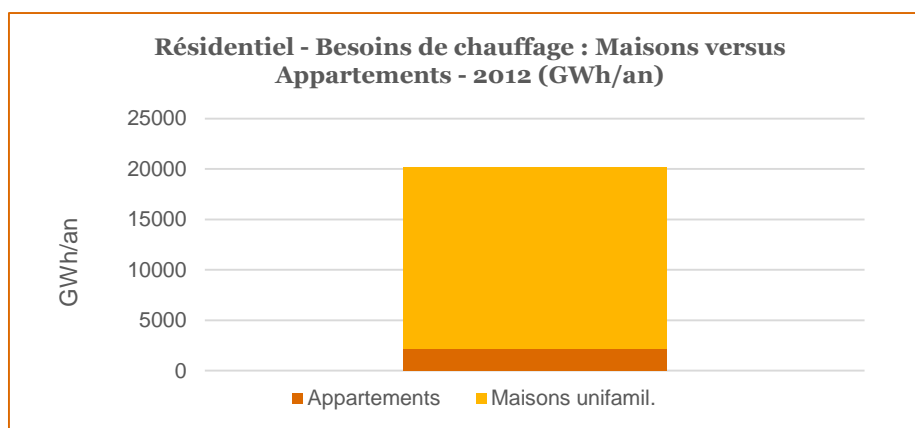
I.1 MÉTHODOLOGIE

L'objectif de ce quatrième chapitre est de réaliser une **analyse coûts-bénéfices** telle que requise par la Directive 2012/27/UE en vue d'estimer le différentiel de coûts entre les scénarios alternatifs et les scénarios de référence.

Dans cette optique, pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel, un scénario de base et différents scénarios alternatifs ont été définis. Tel que recommandé par la Commission européenne, le scénario de base doit décrire l'évolution la plus probable des technologies de chaud et froid permettant de satisfaire les besoins de chaleur et froid au sein de chacun des secteurs de demande. Les scénarios alternatifs sont basés sur des solutions classiques et non classiques mais toujours susceptibles de répondre de manière efficace et pertinente aux besoins de la demande énergétique de la Wallonie. Le choix des modes de production alternatifs (non) ou moins conventionnels est justifié par l'évolution du marché ainsi que, et plus fondamentalement, par la situation de la Wallonie. Conformément aux dispositions de la Directive 2012/27/UE, les solutions suivantes ont été privilégiées dans les scénarios alternatifs : cogénération, réseaux de chaleur et de froid efficaces, systèmes individuels de chaleur et de froid efficaces.

Tant pour les besoins de chaleur que pour les besoins de froid, les scénarios ont été envisagés pour des situations représentatives du contexte wallon aux niveaux des secteurs résidentiels, tertiaire et industriel.

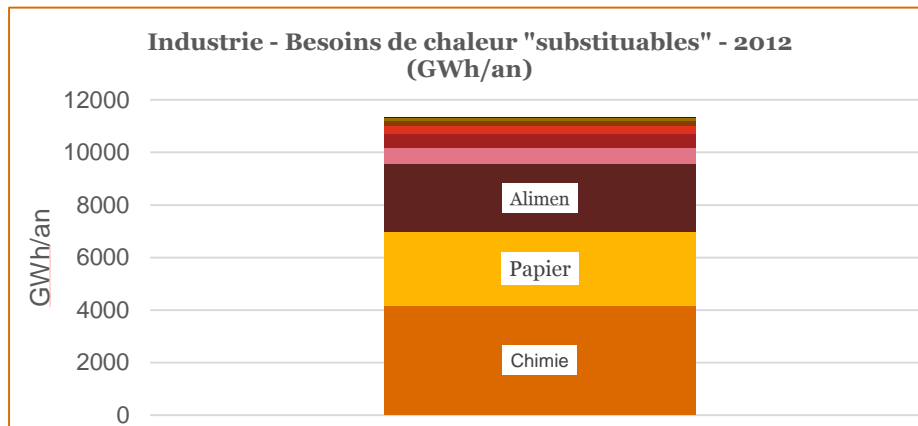
Concernant **le secteur résidentiel**, les scénarios ont d'abord été envisagés pour un groupe de 20 maisons (mitoyennes ou équivalent) étant donné que les besoins de chauffage proviennent essentiellement des maisons unifamiliales (17.960 GWh contre 2221 GWh issus des appartements).



Concernant les immeubles à appartements, une approche a été conduite, sur base d'un échantillon représentatif d'une grande partie du marché présent dans les centres urbains (bailleur social p.ex.), soit un parc de plusieurs immeubles collectifs d'une soixantaine de logements chacun. Cette typologie nous permet d'envisager un scénario « à grande échelle », à priori favorable à la cogénération et aux réseaux de chaleur, de par la densité de logements présents sur un même site.

Concernant **le secteur tertiaire**, les scénarios ont été développés pour un groupe homogène de 6 bâtiments de bureaux. A cet égard, il convient de préciser que les besoins de chaleur & froid des commerces ont été assimilés à ceux des bureaux (heures de fonctionnement, typologie, etc.).

Concernant l'**industrie**, les scénarios ont été envisagés distinctement pour les trois secteurs au sein desquels les besoins de chaleur « substituables » sont les plus importants, à savoir la chimie, le papier et l'alimentation.



I.2 DÉFINITION DES SCÉNARIOS

I.2.1 Définition des scénarios pour les besoins de chaleur

Remarque préalable

Le choix des scénarii a été motivé par le souci de reproductibilité de ces situations dans le cadre réel, compte tenu des contraintes existantes liées soit à un environnement physique, géographique, de mobilité ou social.

1/ Secteur résidentiel (quartier neuf)

- Scénario de base 1 : Chaudières à condensation décentralisées par bâtiment
 - Scénario alternatif 1.1 : Cogen gaz centralisée + réseau de chaleur + Appoint individuel gaz
 - Scénario alternatif 1.2 : Chaudière biomasse solide centralisée + réseade chaleur
 - Scénario alternatif 1.3 : Réseau de chaleur avec injection de chaleur fatale

2/ Secteur résidentiel (appartements existants)

- Scénario de base 2 : Chaudières à condensation décentralisées par bâtiment
 - Scénario alternatif 2.1 : Cogen gaz centralisée + réseau de chaleur + Appoint individuel gaz
 - Scénario alternatif 2.2 : Chaudière biomasse solide centralisée + réseau

Note : la chaleur fatale n'a pas été considérée dans ce scénario, compte tenu de l'absence de ressources à proximité raisonnable des entités existantes de ce type.

3/ Secteur tertiaire (neuf)

- Scénario de base 3 : Chaudières gaz condensation décentralisées
 - Scénario alternatif 3.1 : Cogen gaz centralisée + réseau de chaleur (+Appoint gaz)
 - Scénario alternatif 3.2 : Chaudière biomasse solide centralisée + réseau de chaleur
 - Scénario alternatif 3.3 : Réseau de chaleur avec injection de chaleur fatale

4/ Secteur industriel (existant)

Les scénarii liés au secteur industriel se rapportent aux trois secteurs industriels identifiés comme disposant du plus grand potentiel de chaleur substituable, soit :

- le secteur chimique,
- le secteur du papier,
- le secteur alimentaire

Pour chaque industrie, nous avons considéré un scénario de base avec chaudière traditionnelle centralisée, un scénario alternatif avec installation d'une cogénération au gaz (centralisée sur le site). Le scénario de base 4.1 concerne la chimie, le scénario de base 4.2 concerne le secteur papier, le scénario de base 4.3 concerne le secteur alimentaire.

- Scénarii de base 4.1, 4.2, 4.3: Chaudières traditionnelles décentralisées
 - Scénarii alternatifs 4.1, 4.2, 4.3: Cogen gaz centralisée (+Appoint gaz)

Nous avons ensuite simulé un réseau de chaleur qui connecte ces 3 sites industriels. Notons que dans la pratique, avoir une proximité de plusieurs sites industriels est peu probable.

- Scénario de base 4.4 : Cogen gaz centralisée avec réseau inter 3 industries (+appoints gaz)

5/ Remarques communes à divers scénarii

- Scénarii 1.3 et 2.3 - Chaleur fatale

Dans les scénarios liés à la chaleur fatale, on a considéré que cette chaleur était valorisée à 90% du prix du scénario de base par les industriels qui fournissent cette chaleur fatale, via l'intermédiaire d'un opérateur. Cette hypothèse se justifie par la nécessité de proposer aux utilisateurs une solution alternative financièrement intéressante par rapport à la situation existante pour que le projet soit réalisable.

Dès lors, le calcul de rentabilité à analyser est celui du concessionnaire qui, d'un côté valorise une chaleur fatale qui était perdue, et de l'autre, doit supporter les coûts de l'investissement pour valoriser cette chaleur.

Nous tenons également compte (i) des coûts liés au réseau nécessaires pour véhiculer la chaleur dans les bâtiments, ainsi que (ii) des coûts du réseau pour connecter les bâtiments au site industriel.

- Scénarii 1.2 et 2.2 – Biomasse solide

Dans un souci de reproductibilité, seule la biomasse solide a été envisagée car elle ne nécessite pas la présence d'équipements spécifiques comme un digesteur p.ex.(biogaz). Cette technologie ne nécessite pas d'appoint, d'un point de vue technique.

- Scénarii 1.1, 2.1 et 3.2 – Appoint

Dans les scénarii incluant une cogénération, un appoint technique est indispensable, étant donné que la cogénération n'est pas dimensionnée pour répondre à 100% des besoins.

1.2.2 Définition des scénarios pour les besoins de froid

1/ Secteur résidentiel

Des scénarios n'ont pas été envisagés pour les besoins de froid dans le secteur résidentiel car ces derniers restent marginaux à l'échelle de la Wallonie.

2/ Secteur industriel

Des scénarios n'ont pas été envisagés pour les besoins de froid dans le secteur industriel étant donné que ces besoins sont spécifiques à chaque process et sont difficilement substituables.

3/ Pour les besoins de froid dans les immeubles de bureaux et commerces:

- Scénario de base 5=machine frigorifique traditionnelle
 - Scénario alternatif 5.1= cogen gaz alimentant un cycle à absorption
 - Scénario alternatif 5.2 =petit réseau de froid alimenté par un chiller

II. ANALYSE TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

Pour les différents scénarios définis précédemment, ce chapitre propose une analyse technique et économique des solutions technologiques qui sont envisagées pour répondre de manière efficace aux besoins de chaleur et de froid en Wallonie.

Tant pour le secteur résidentiel unifamilial que pour le secteur tertiaire, l'analyse a été réalisée pour les « projets de constructions neuves mais non passives » alors que pour l'industrie et pour le logement collectif commun, l'analyse a été réalisée sur des situations existantes.

Pour les projets de type neufs, nous avons simulé une enveloppe dont les performances des parois sont conformes aux exigences PEB. Ces dernières sont reprises ci-dessous :

Parois du volume protégé	Valeur U [W/m ² K]
Toitures et plafonds	0,24
Fenêtres	1,8
Vitrages	1,1
Murs	0,24
Plancher	0,3

II.1 DESCRIPTION DÉTAILLÉE DES CHOIX TECHNIQUES CORRESPONDANT À LA RÉALISATION DES SCÉNARIOS

II.1.1 Scénarios pour les besoins de chaleur à l'échelle d'un quartier

Architecture

Scenario 1
20 maisons mitoyennes « 2 par 2 » (2 niveaux)
Largeur façade = 7 m, profondeur = 9 m → 63 m ² sol/étage, 2 étages
Aire chauffée = 2.520 m ²

Consommations

Q ch = 66 kWh/m ² an
Pnchauf. 20 x 4,5 = 90 kW
Q ecs = 20 x 900 kWh/an ¹⁸
Q total (chauffage + ECS) = 20 x 9.247 kWh
Qél. = 20 x 2.100 kWh/an ¹⁹

¹⁸Le profil d'utilisateurs considéré dans l'étude est de 2 adultes 2 enfants par logement

¹⁹60 % des consommations moyennes publiées actuellement (évolution technologique)

Technologies appliquées

Scénario	SB 1	SA 1.1	SA 1.2	SA 1.3
Systèmes	Chauffage individuel	Cogen gaz sur réseau + appoint indiv. gaz	Biomasse solide sur réseau	Réseau de chaleur avec injection de chaleur fatale
Informations techniques des systèmes	Chaudière gaz condensation 24 kW avec brûleur modulant	Cogen 18 kW th – 4760 h + appoint Idem SB1	Chaudière pellet de 90 kW non majorée pour l'ECS	CAPEX du réseau pris en charge par un concessionnaire - Prix énergie = 90% prix SB1
Rendement de production	η sais = 93 % (Hs)	η sais th(Hs) = CG 55 % appoint 93 %	η sais th = 75 % (Hs)	
Longueur réseau		240 m	240 m	3.240 m ²⁰
Pertes réseaux	-	4% ²¹	6% ²²	76% ²³

II.1.2 Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles à appartements (existants)

Ce cas d'immeubles à appartements de plusieurs bloc d'appartements est tiré d'un cas réel, représentatif d'un parc de logements des années 1970.

Architecture

Scénario 2
8 blocs de 15 étages
450 appartements de 85 m ²

Consommations

Q ch = 124 kWh/m ² an
Pnchauf. env. 5,3 kW / appt

²⁰ Le réseau est plus long pour tenir compte d'une distance « raisonnable » entre un site industriel et un quartier résidentiel

²¹ Réseau de 240 m régime moy.55/30 [°C] tubes DN 20, isolation PU 75 mm température moy. 12°C, arrêt durant l'été étant donné l'appoint individuel servant à l'ECS

²² Réseau de 240 m départ constant 65°C retour moy.35 °C tubes DN 20 isol PU 75 mm te moy 12°C pas d'arrêt durant l'été étant donné la fourniture en ECS

²³ Réseau de 3240 m départ constant 65°C retour moy.35 °C tubes DN 20 isol PU 75 mm te moy 12°C pas d'arrêt durant l'été étant donné la fourniture en ECS

Q ecs = 837.750 kWh/an ²⁴
Q él. = 1.000.000 kWh/an ²⁵

Technologies appliquées

Scénario	SB 2	SA 2.1	SA 2.2
Systèmes	Chauffage collectif par bloc	Cogen gaz sur réseau + ch. d'appoint gaz	Biomasse solide collective sur réseau
Informations techniques des systèmes	Chaudières gaz à condensation avec brûleur modulant 8 x 400 kW	CG600 kW th – 4760 h + appoint tot. 3000 kW	Chaudière biomasse (à grille mobile) de 3 MW
Rendement de production	η sais = 93 % (Hs)	η sais th(Hs) = CG 44 % appoint 91 %	η sais th = 75 % (Hs)
Longueur réseau	-	800 m	800 m
Pertes réseaux ²⁶	-	4%	4%

II.1.3 Scénarios pour les besoins de chaleur dans les immeubles de bureau et de commerce

Remarque préalable : les scénarii liés aux besoins de chaleur dans les immeubles de bureau et de commerce, en raison de leurs similarités comportementales (besoins, apports, horaire moyen, caractéristiques constructives) sont représentatifs des secteurs marchands et non-marchands repris ci-après : bureaux, commerces, écoles, secteur public, etc. ... Les autres secteurs tels que les soins de santé peuvent être apparentés aux immeubles collectifs de scénarii précédents.

Architecture

Scenario 3
6 bâtiments de bureaux R+1 dans un parc d'affaires
400 m ² sol/étage – surface de 800 m ² /bâtiment – surface totale de 4.800 m ²

²⁴15% du total consommé sur base de mesures réelles de cas similaires

²⁵Base cf II.1.1 + consommation des communs généraux

²⁶ Réseau de 800 m, départ constant 65°C retour moy. 35 °C tubes DN 200 isol PU 37 mm température moy 12°C pas d'arrêt durant l'été.

Consommations

Q ch = 51 kWh/m ² an
P chauf. 6 x 24,5 kW = 147 kW (5000 heures de fonctionnement par an)
Q ecs = 0 kWh/an
Q chauffage = 6 x 40.787 kWh/an
Qél. = 360.000 kWh/an

Technologies appliquées

Scénario	SB 3	SA 3.1	SA 3.2	SA 3.3
Systèmes	Chaudières gaz condensation décentralisées	Cogen gaz centralisée sur réseau + appoint gaz	Biomasse solide + réseau	Réseau de chaleur avec injection de chaleur fatale
Informations techniques des systèmes	Chaudière gaz condensation avec brûleur modulant 6 x 24 kW	CG 31 kW th - 4022 h Ch.d'appoint idem SB3 P tot 150 kW	Chaudière biomasse (à grille mobile) de 150 kW	CAPEX du réseau pris en charge par un concessionnaire - Prix énergie = 90% prix SB2
Rendement de production	η sais = 93 % (Hs)	η sais th(Hs) CG th = 54 % Appoint = 93 %	η sais th = 75 % (Hs)	
Longueur réseau	-	200 m	200 m	3.200 m ²⁷
Pertes réseaux	-	5 % ²⁸	5 % ²⁹	64% ³⁰

II.1.4 Scénarios pour les besoins de chaleur dans l'industrie

Considération générale

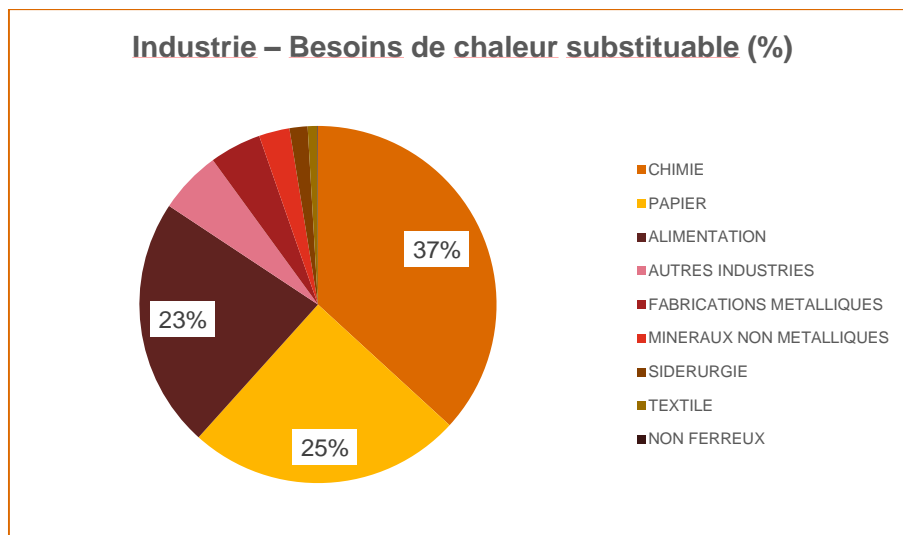
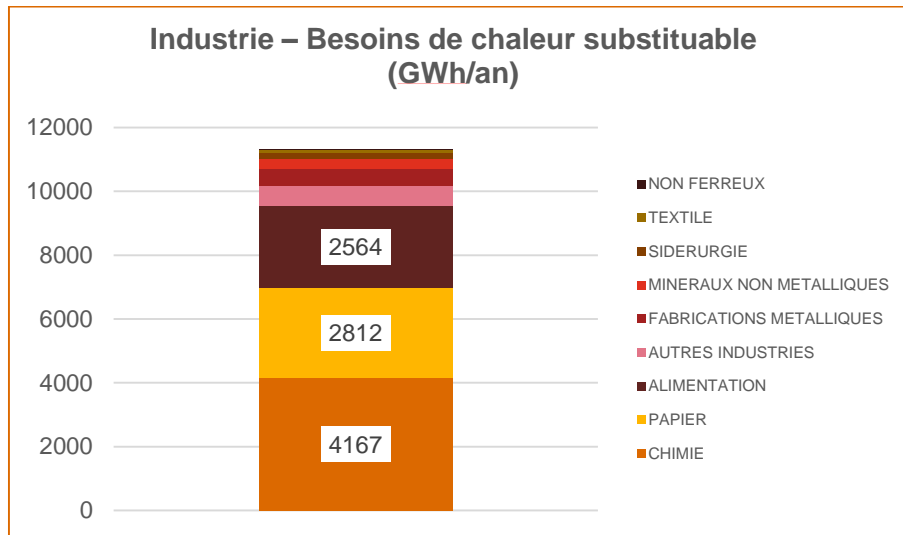
84% de la chaleur substituable est concentrée dans 3 secteurs industriels, à savoir la chimie (37%), le papier (25%) et l'alimentation (23%).

²⁷ Le réseau est plus long pour tenir compte d'une distance « raisonnable » entre un site industriel et un quartier résidentiel

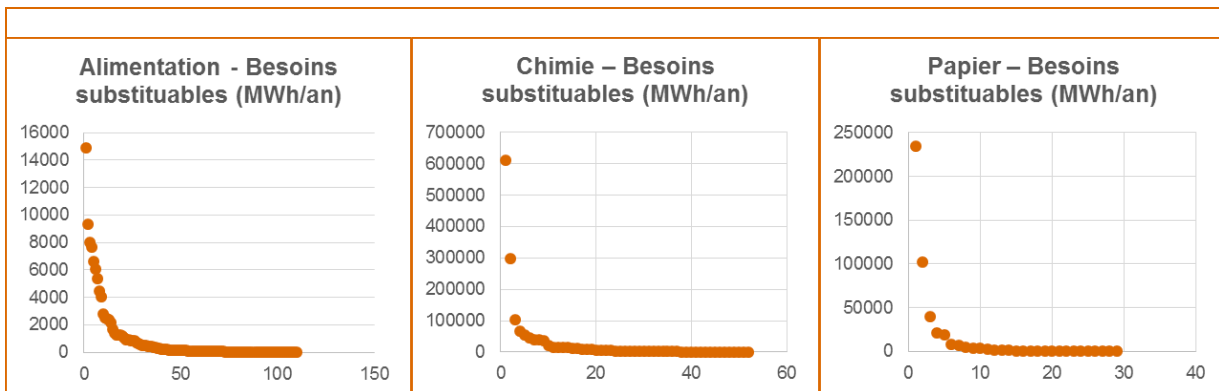
²⁸ Réseau de 200 m régime moy.55/30 [°C] tubes DN 20, isolation PU 75 mm température moy. 12°C, arrêt durant l'été étant donné l'absence d'ECS

²⁹ Réseau de 200 m régime moy.55/30 [°C] tubes DN 20, isolation PU 75 mm température moy. 12°C, arrêt durant l'été étant donné l'absence d'ECS

³⁰ Réseau de 3200 m départ constant 55°C retour moy.30 °C tubes DN 20 isol PU 75 mm te moy 12°C arrêt durant l'été étant donné l'absence d'ECS



Dans ces industries, on observe une forte disparité dans la répartition des besoins de chaleur substituable. Etant donné la nécessité d'avoir une approche duplicable, il nous semble important de ne pas considérer une moyenne qui ne serait pas représentative du secteur, mais bien une **médiane**. Dans cette optique, les besoins de chaleur substituables médians au secteur de la chimie sont de 3.467 MWh/an, au sein du secteur papier de 698 MWh/an et au sein de l'alimentation de 1.070 MWh. Afin de pouvoir envisager les alternatives de cogénération et de réseau de chaleur, l'hypothèse retenue considère 100% des besoins de chaleur substituable, c'est à dire, des besoins nécessaires pour l'alimentation en chaleur des bâtiments, et pour une partie du process (partie dont la chaleur peut être fournie par de l'eau à l'état liquide).



Secteur Chimie

Scénario	SB 4.1	SA 4.2
Système	chaudière traditionnelle gaz	cogénération gaz avec appoint gaz
Pn	1560 kW	CG 280kWth + app 1560 kW
Rdt de production (/Hs)	88 %	CG : 46 % Appoint : 88 %
Durée de fct CG		4.581 h

Secteur papier

Scénario	SB 4.2	SA 4.2
Système	chaudière traditionnelle gaz	cogénération gaz avec appoint gaz
Pn	130 kW	CG 86 kWth +app 130 kW
Rdt de production (/Hs)	88 %	CG : 55 % Appoint : 88 %
Durée de fct CG		6264 h

Secteur Alimentation

Scénario	SB 4.3	SA 4.3
Système	chaudière traditionnelle gaz	cogénération gaz avec appoint gaz
Pn	185 kW	CG 80 kWth + App 185 kW
Rdt de production (/Hs)	88 %	CG : 55 % Appoint : 88 %
Durée de fct CG		8050 h

Scenario 4.4 : Chimie+Papier+Alimentation	
Système	Cogénération gaz en réseau + appoints chaudières traditionnelles gaz
Pn	CG 446 kW + Appoint total 1.875 kW
Rdt de production (/Hs)	CG : 55 % Appoint : 88 %
Durée de fet CG	1702 h
Longueur réseau	3000 m
Pertes réseau	10 %

II.1.5 Scénarios pour les besoins de froid dans les immeubles de bureaux et de commerce

Remarque préalable : les scénarii de cette partie couvrent, en raison de leur similarité comportementale (besoins, apports, horaire moyen, caractéristiques constructives) les secteurs marchands tels que : bureaux, commerces. Les écoles, secteur public, etc. ne sont pas concernés ou alors de manière peu significatives (computer room). Les autres secteurs (tels que soins de santé) représentent une consommation par m² similaire à celle des bureaux³¹.

Architecture :

Scenario 5
Parc de 6 immeubles de bureaux établi sur 2 niveaux (R+1)
±faç. 28 m x P 14 m = 400 m ² sol – surface totale = 4.800 m ²
Aire climatisée = 4.800 m ² (temp. Int. 24°C / 30°C ext)

Consommations :

50 Wfr /m ²
Q fr 6 x 40 kWfr = 240 kW fr
Qél. 360.000 kWh/an

Technologies appliquées :

Scénario	SB 5	SA 5.1	SA 5.2
Système	Climatisation individuelle par bâtiment		Chiller commun sur réseau
Composition	6 chillers monoblocs à condenseurs refroidis par air	6 x Cogénérateur au GN couplé à PAC à absorption ³²	Chiller monoblocs à condenseurs refroidis par air desservant un réseau vers les bâtiments
Pn	6 x 40 kWfr	CG 6 x 50 kWth ³³	1 x 240 kWfr
Rdt de production	ESEER = 4,5	COP = 0,8	ESEER = 4,5
Longueur réseau			200 m
Perte réseau			1% ³⁴

³¹ <http://www.ifdd.francophonie.org/docs/prisme/FI-ME%20en%20ESante.pdf>

³² coût brut de l'ensemble machines représente ±100.000,00 €/bâtiment

³³ Cogénérateur : η_{th} 45 % η_{él} 25 % (Hs)

³⁴ L = 2 x 210 m DN 100 13 mm PU t moy +13°C t sol 10°C

II.2 HYPOTHESES TECHNICO-ECONOMIQUES DES SCÉNARIOS

II.2.1 Hypothèses techniques

Le modèle prend en charge les hypothèses techniques de la façon suivante :

- Le modèle distingue trois charges énergétiques : les besoins en chaleur, les besoins en froid et les besoins en électricité. Les besoins sont globalisés sur une base annuelle et les simulations sont effectuées en régime statique (pas de plages transitoires ; cf. infra).
- Deux moyens de production énergétique complémentaires sont pris en considération dans le calcul : d'une part la source primaire qui couvre les besoins de base et d'autre part la source secondaire qui prend en charge l'appoint. Les technologies peuvent différer selon les cas.
- Le combustible utilisé est le gaz naturel puisque le Wallonie a accès à un réseau de distribution assez étendu et que ce combustible est relativement peu contraignant sur le plan environnemental. Soulignons par ailleurs que, en dehors des approvisionnements fournis par le réseau, les options alternatives comme le gaz de biomasse sont également prises en compte en raison du profil de la Région Wallonne.
- Les besoins thermiques et électriques du consommateur sont à la base de l'évaluation. La demande thermique doit être couverte à 100% de façon autonome avec la source primaire et –en général- l'apport complémentaire de l'appoint. Dans le cas de la demande électrique, plusieurs cas de figure sont à considérer selon que :
 - La demande électrique est satisfaite par la production cogénérée (cas théorique).
 - La demande électrique est inférieure à la part cogénérée : dans ce cas le gap de consommation est acheté et importé par le réseau.
 - La demande électrique est supérieure à la part cogénérée : dans ce cas le surplus est revendu sur le réseau.
 - Le système de production ne comprend pas de cogénération et toutes les énergies demandées par le client sont prélevées séparément sur le réseau. C'est le cas en pour les cycles de réfrigération à compression. C'est aussi, par défaut, la situation dans les scénarios de base reposant sur l'utilisation de chaudières classiques.
- Les économies réalisées par l'autoconsommation et le productible vendu sur le réseau viennent en déduction des coûts/cash flows du scénario envisagé (bénéfices).
- Le dimensionnement de l'installation est conduit séparément de l'estimation des besoins énergétiques annuels. Il est déduit en fonction de la puissance de pointe pour la partie thermique, toutes utilisations confondues (chauffage et eau sanitaire³⁵). La capacité électrique dépend du système de production et le complément des besoins/surplus est importé/exporté par le réseau.

³⁵ Comprise sauf indication contraire dans la production secondaire (appoint).

II.2.2 Hypothèses économiques

Le modèle prend en charge les hypothèses économiques de la façon suivante :

- Les avantages des options alternatives sont établis sur base des coûts. Chaque option est comparée aux coûts du scénario de base. Les coûts pris en considération sont les soldes nets résultant du cumul de l'ensemble des coûts de production d'une part après déduction éventuelle des recettes engendrées par la vente de l'électricité produite dans le cas de la cogénération (cf. supra). Sont également déduits des coûts de production et d'exploitation, les subsides accordés, quand c'est le cas³⁶.
- Puisque les cogénérations sont amenées à produire à la fois de la chaleur et de l'électricité, les bases de comparaison comprennent la demande du consommateur exprimée sous les deux formes et valorisée en unités monétaires (cf. supra).
- La durée d'exploitation correspond à l'amortissement physique de l'équipement (obsolescence technique). Elle est traitée de façon paramétrique et varie selon la technologie utilisée et commune pour l'ensemble des installations (sources primaire et secondaire). Ceci est justifié par le fait que les deux systèmes de production sont intégrés et, partant, leur période d'utilisation commune. Seul le réseau de chaleur quand il est usité fait l'objet d'un amortissement spécifique (plus long).
- Puisque les durées d'amortissement physique des équipements peuvent varier, les valeurs actuelles ne sont a priori pas comparables. Les bases de la comparaison sont rétablies par la prise en compte de valeurs actuelles annualisées (VAN/an). Les calculs actuariels sont basés sur des données monétaires exprimées en EUR courants donc inflatés. En conséquence, les résultats obtenus comprennent l'effet spéculatif engendré par le glissement des prix.
- Les cash flows des coûts comprennent à la fois les CAPEX³⁷ et les OPEX³⁸ :
 - Les CAPEX, ou *dépenses d'investissement*, prennent en compte le coût des équipements et les travaux d'installation (infrastructure).
 - Les OPEX, ou *charges opérationnelles*, couvrent l'entretien et la maintenance. Les charges de combustibles sont prises en charge séparément dans le modèle.
- Les frais de désinvestissement sont également pris en charge quand ils sont identifiables. Ils portent sur les installations de production primaire et secondaire mais pas sur les réseaux de chaleur étant donné que leur durée d'utilisation est plus longue.
- Les cash flows sont définis avant taxes. Ceci s'explique par le fait que le régime fiscal diffère largement selon le statut et la situation du consommateur. Ainsi, par exemple, les possibilités de déduction des personnes physiques restent influencées par le niveau des revenus. Les grilles applicables sont différentes dans le cas des utilisations commerciales et/ou industrielles.
- En raison de l'hétérogénéité des modes de production envisagés, l'expression des gains/pertes découlant de l'implantation de la nouvelle technologie n'a que peu de sens en soi si elle est rapportée au kWh. Des difficultés méthodologiques apparaissent en effet : les gains/pertes doivent-ils être imputés à la production thermique ou électrique ? Dès lors, ces dernières variables ne seront pas calculées. En

³⁶Hypothèse non prise compte dans les analyses réalisées au sein du présent rapport.

³⁷CapitalEXpenditures.

³⁸OPerationalEXpenditures.

revanche, les comparaisons entre le scénario de base et les alternatives envisagées sont analysées sous l'angle de la contribution de chaque composant, ou groupe de variables, au résultat actualisé final.

- Les dépenses d'investissement diffèrent selon que le projet est neuf ou s'intègre dans un construit existant. Les deux options sont examinées selon la configuration qui peut être envisagée de la façon la plus réaliste dans le contexte de la RW. La rénovation est appliquée dans le cas des scénarios industriels. Le neuf correspond aux autres cas de figure. Cette évaluation porte sur des considérations :
 - *Techniques* : économies d'échelle, disponibilités de matériels suffisamment fiables sur le marché, performance (comme les pertes de distribution des réseaux), etc.
 - *Urbanistiques* : concentration/répartition de l'habitat, impétrants, nuisances d'usage (bruit, travaux de génie civil, etc.).

II.2.3 Données de départ

De façon générale, et pour tous les scénarios, les intrants sont regroupés de la façon suivante :

1. Les données relatives au *cadre économique et financier*. Celles-ci reprennent des variables telles que les taux d'intérêt, les tarifs applicables aux achats et ventes d'énergie sur le réseau, le coût des combustibles (gaz naturel), l'inflation, les subsides, etc.
2. Les données relatives aux *charges thermiques et électriques* du consommateur (ou du groupe de consommateurs). Celles-ci sont considérées comme nettes, c'est-à-dire hors charge complémentaire qui pourrait être nécessaire pour activer un équipement de production de chaleur ou de froid (comme une pompe à chaleur).
3. Les données décrivant les solutions envisagées pour la *production de base* : les montants relatifs aux investissements des équipements (CAPEX), les autres frais d'installation comme les frais de montage, les aménagements des cheminées pour les chaudières à condensation (exprimés en pourcentage des CAPEX), les frais d'entretien et de maintenance des équipements, les durées d'utilisation, les montants mobilisables pour le démontage en fin de vie d'utilisation, les rendements thermiques (dans le cas des chaudières, des cogénérations) et électriques (dans le cas des cogénérations), les coefficients de performance (cycles à compression et à absorption), la production annuelle et la puissance de l'installation. La production de base peut être décentralisée ou centralisée, par exemple pour un immeuble à appartements ou un bâtiment administratif. L'usage du réseau est optionnel (cf. infra) et ne concerne que le transport du fluide caloporteur à l'extérieur –ou entre- les bâtiments.
4. Les données comparables concernant la *production d'appoint*. Cette dernière concerne aussi bien les besoins de chauffage que l'eau chaude sanitaire. La production d'appoint peut couvrir une partie importante des besoins du consommateur si la source primaire est limitée en fonction des contraintes relatives à la courbe de charge.
5. Les données relatives au *transport par réseau*. Ces dernières comprennent pour l'essentiel les dépenses d'investissement, les frais d'entretien et les pertes. Le réseau s'entend comme système de transport de l'énergie entre les bâtiments. Les réseaux internes, comme ceux utilisés à l'intérieur d'un même bâtiment pour le transport du chaud et du froid d'alimentation d'éjecto-convecteurs, ne sont pas assimilés au réseau à ce stade.

Les données sur les dépenses d'investissement et opérationnelles sont ramenées aux unités physiques : la puissance de l'installation. Les consommations spécifiques sont donc traitées séparément des OPEX. Elles dépendent du rendement ou du coefficient de performance. L'hypothèse sous-jacente est l'absence d'économie d'échelle. Celle-ci est acceptable en pratique si on envisage des plages de puissance suffisamment étroites.

Dans les cas de figure examinés, l'utilisation d'un réseau n'est envisagée que dans un nombre restreint de cas : deux pour la chaleur et un pour le froid. Les cas sélectionnés se rapportent a priori à des solutions favorables au plan technique.

Les simulations reposent sur un tronc commun de données économiques et financières. Celles-ci sont décrites à la suite.

Taux actuariel	%/an	3,50%
Coût du combustible (gaz naturel)	EUR/kWh	0,05
Coût du combustible (biomasse)	EUR/kWh	0,041
Coût du combustible (chaleur fatale)	EUR/kWh	0,045
Inflation combustible (gaz naturel)	%/an	1,00%
Tarif électrique BT vente/RDE	EUR/kWh	0,15
Tarif électrique BT achat/RDE	EUR/kWh	0,05
Inflation électricité	%/an	2,00% ³⁹
Inflation CAPEX (équipements)	%/an	1,00%
Inflation OPEX (exploitation)	%/an	1,50%
Subsides CAPEX (source primaire)	EUR	non envisagé
Subsides OPEX (source primaire)	EUR/an	non envisagé

Les tarifs utilisés correspondent aux tarifs inférieurs en basse tension. Ceci afin de refléter les éléments de comparabilité avec les installations décentralisées destinées aux particuliers. Cependant, certaines solutions sont éligibles pour une tarification en moyenne tension. L'hypothèse de travail est donc conservatrice.

Les frais d'investissement, les charges opérationnelles et le combustible sont repris sans TVA (cf. supra).

Nous reprenons ci-après les données communes aux demandes des consommateurs dans les cinq scénarios utilisés. Les données sont dédoublées puisque le cas des applications industrielles puisque plusieurs secteurs sont examinés dans l'hypothèse de la rénovation. Mais dans les deux cas de figure, il s'agit de bâtiments semblables.

DONNEES	(scénarios)	SB1	SB2	SB 3	SB 4.1	SB 4.2	SB 4.3	SB 4.4	SB 5
Charge thermique chaud	kWhth	184.940	5.585.000	244.721	3.467.000	698.000	1.070.000	5.235.000	-
Charge thermique froid	kWhth	-	-	-	-	-	-	-	154.560
Charge électrique	kWhél	42.000	1.000.000	360.000	7.003.947	1.403.644	4.624.731	13.032.322	360.000

L'écart entre les charges thermiques des bâtiments dans les divers scénarios de base est important.

³⁹ Taux moyen pris pour une longue période (2030). Il prend notamment en compte les surcoûts occasionnés par le développement du renouvelable et le début de démantèlement du nucléaire.

Pour rappel, si l'utilisation d'une source primaire centralisée ou non est présente dans tous les cas de figure et en particulier dans les scénarios de base, le recours à une source secondaire n'est prévu que dans les cas suivants :

- Scénario alternatif SA 1.1 : secteur résidentiel ; cogénération, chaudière d'appoint individuelle, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 2.1 : secteur résidentiel (logements collectifs) ; cogénération, chaudière d'appoint, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 3.1 : secteur tertiaire ; cogénération, chaudière d'appoint, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA4.1 : secteur industriel ; cogénération, chaudière d'appoint.

Par ailleurs, le réseau de distribution est présent dans les options suivantes :

- Scénario alternatif SA 1.1 : secteur résidentiel ; cogénération, chaudière d'appoint individuelle, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 1.2 : secteur résidentiel ; chaudière commune biomasse solide centralisée, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 1.3 : secteur résidentiel ; chaleur fatale, réseau de chaleur (propriété du fournisseur de chaleur fatale⁴⁰).
- Scénario alternatif SA 2.1 : secteur résidentiel (logements collectifs) cogénération, chaudière d'appoint, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 2.2 : secteur résidentiel (logements collectifs) chaudière biomasse, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 3.1 : secteur tertiaire ; cogénération, chaudière d'appoint gaz, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 3.2 : secteur tertiaire ; chaudière biomasse centralisée, réseau de chaleur.
- Scénario alternatif SA 3.3 : secteur tertiaire ; injection de chaleur fatale ; réseau de chaleur (propriété du fournisseur de chaleur fatale⁴¹).
- Scénario alternatif SA 4.4 : secteur industriel ; cogénération ; réseau de chaleur
- Scénario alternatif SA 5.2 : « chiller » réversible sur boucles d'eau, petit réseau de froid.

Le gaz naturel est le seul combustible utilisé sauf dans les cas où la biomasse est indiquée et le cas des cycles de refroidissement à compression alimentés à l'électricité.

Concernant enfin la charge environnementale et les subsides, les hypothèses de travail sont résumées comme suit :

- a) Afin de ne pas fausser les résultats du calcul économique, les subsides d'investissements et/ou d'exploitation ne sont pas pris en charge⁴².
- b) Les rejets de CO₂ sont en revanche pris en compte. Les coefficients d'émissions de CO₂ qui sont pris en compte dans le calcul sont respectivement de 395 kg CO₂/MWh pour l'électricité et de 217 kg CO₂/MWh

⁴⁰ Donc non pris en compte dans les CAPEX relatifs aux installations.

⁴¹ Idem.

⁴² Mis à zéro dans le modèle de calcul.

pour le gaz naturel (sur PCS⁴³). La tonne de CO₂ est valorisée à 10 EUR ce qui est une hypothèse haute dans le contexte du marché actuel où les cours sont près de 50% inférieurs⁴⁴.

II.3 PRINCIPAUX RÉSULTATS

Les résultats sont présentés par groupe de scénarios (scénario de base et scénarios alternatifs) de façon à réaliser directement les comparaisons. Les trois premiers scénarios concernent la couverture de besoins de chauffage du résidentiel individuel et groupé, et du tertiaire. Le quatrième scénario couvre les applications industrielles dans trois sous-ensembles : la chimie, le papier et l'agro-industrie. Il est complété par un scénario mixte (trois sous-secteurs combinés comprenant tous une cogénération). Le cinquième scénario concerne en revanche le refroidissement tertiaire.

II.3.1.1 Scénario #1 : Besoins de chaleur à l'échelle du quartier

Dans le premier cas de figure analysé, les chaudières collectives à condensation décentralisées par bâtiment (SB 1) sont comparées respectivement :

- Au réseau de chaleur alimenté par une cogénération et des chaudières d'appoint individuelles au gaz naturel (SA 1.1) ;
- Au réseau de chaleur avec chaudière commune à biomasse solide centralisée (SA 1.2) ;
- Au réseau de chaleur alimenté par de la chaleur fatale (SA 1.3).

Comme l'indique la figure suivante, la comparaison entre le scénario de base et les options alternatives indique le surcoût de ces dernières sauf dans le cas de la chaleur fatale pour les **bâtiments neufs**.

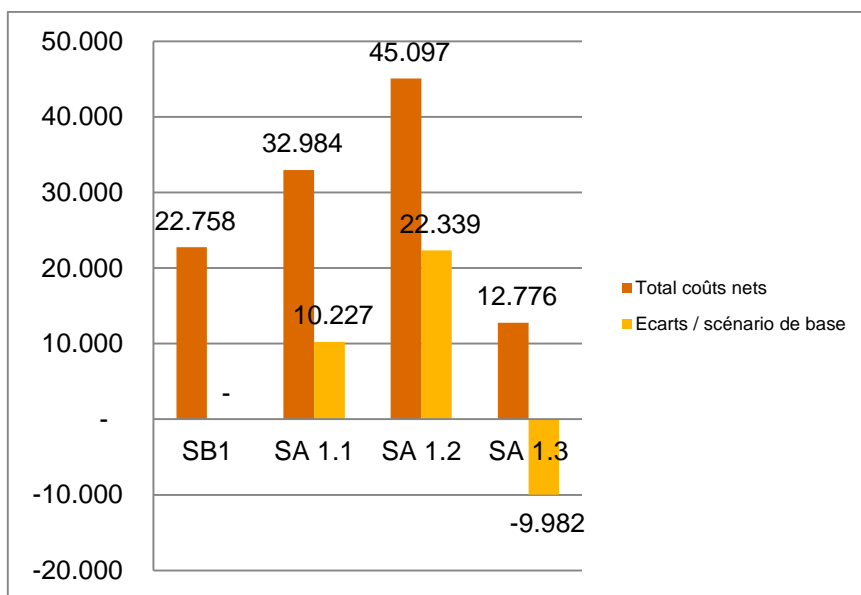


Figure 34 : Coût total (neuf ; EUR/an)

⁴³ Pouvoir calorifique supérieur.

⁴⁴ La situation actuelle est proche de 5 EUR/t.

L'écart est défavorable pour le réseau de chaleur alimenté par une cogénération (SA 1.1) et surtout par la biomasse (SA 1.2). La situation est en revanche favorable si les maisons sont alimentées en chaleur par un concessionnaire qui valorise de la chaleur fatale à 90% du prix du combustible dans le cas du scénario de base, toutes autres choses égales.

Rappelons que dans ce dernier cas, les CAPEX relatifs au réseau de chaleur qui dessert les bâtiments et qui fait la liaison entre les bâtiments et le site industriel sont pris en charge par le fournisseur de chaleur qui répercute les charges correspondantes dans son tarif de vente. Dans cette optique, il importe par conséquent de se demander si l'opération est rentable pour ce concessionnaire. Si l'opération n'est pas rentable, cette alternative a beau être avantageuse, elle ne verra jamais le jour étant donné qu'aucun opérateur ne réalisera le projet. Nous examinons ci-dessous dans un premier temps si le projet est rentable pour la typologie définie et évaluons dans un deuxième temps la taille critique qu'il faudrait atteindre pour obtenir un projet rentable pour le concessionnaire.

Rentabilité du projet tel que défini dans notre typologie

- Coût du réseau pour le concessionnaire: $3.240 \text{ m} \times 1.500 \text{ Eur/m} = 4.860.000 \text{ Eur}$
- Revenus tirés de la vente de la chaleur fatale : $50 \text{ ans}^{45} \times 0,9 \times 184.940 \text{ kWh/an} \times 0,05 \text{ Eur/kWh} = 416.115 \text{ Eur}$

On voit très clairement qu'à si petite échelle, un tel projet n'est pas du tout rentable. Dès lors, il nous paraît intéressant de modéliser la situation afin d'obtenir le nombre de logements à considérer au minimum permettant de compenser ces investissements.

Taille critique à atteindre pour obtenir un projet rentable pour le concessionnaire : la solution de la chaleur fatale sera intéressante si le prix de revient annuel du réseau par maison correspond au maximum au prix de revient par maison du scénario de base.

- Prix de revient par maison du scénario de base :
 - Consommation annuelle par maison : $9247 \text{ kWh}/0,93 \times 0,05 \text{ Eur/kWh} = 497 \text{ Eur}$
 - Coût de la chaudière : 203 Eur/an^{46}
 - Coût total investissement + consommation = **700 Eur/an**
- Prix de revient annuel du réseau par maison⁴⁷
 - Coût de liaison « quartier – industrie » : $(3.000 \text{ m} \times 1.500 \text{ Eur}^{48}/\text{m}) / 50 \text{ ans} = 90.000 \text{ Eur} / n^{49}$
 - Coût de liaison « intra-quartier » par maison : $(12 \text{ m}^{50} \times 1.100 \text{ Eur}^{51}/\text{m}) / 50 \text{ ans} = 360 \text{ Eur}$
 - Coût total de réseau par maison : $90.000 \text{ Eur} / n + 360 \text{ Eur}$

⁴⁵ Durée de vie du réseau = 50 ans

⁴⁶ 203 Eur/an = 3045 Eur/15 ans, comprenant le prix d'achat et contrôle périodique trisannuel

⁴⁷ Durée de vie du réseau de 50 ans

⁴⁸ Ce coût inclut les auxiliaires de distribution

⁴⁹ n = nombre de maison à atteindre

⁵⁰ Distance supposée entre 2 maisons

⁵¹ Le coût linéaire du réseau intra-quartier est inférieur celui du réseau de liaison du quartier à l'industrie, compte tenu des « obstacles » à franchir (voiries, autres impétrants, ...)

L'équilibre de ces 2 prix s'effectue pour un quartier de minimum 265 logements. Ce n'est donc qu'à partir de cette échelle que le projet sera rentable pour le concessionnaire. L'avantage du recours à une chaleur fatale ne peut donc s'envisager que dans le cadre de nouveaux quartiers d'une certaine envergure.

Rappelons que les coûts nets des différents graphiques sont calculés après déduction des avantages découlant de la production d'électricité quand elle est présente, que celle-ci soit réalisée en autoconsommation ou, en cas de surplus net, par revente de l'excédent disponible.

Comme on le voit ci-dessous dans la figure décrivant les chaînes de valeur, le réseau de chaleur cogénéré (SA 1.1) est pénalisé par les CAPEX et les OPEX (hors combustibles). La solution alimentée par la biomasse est particulièrement pénalisée par le surcoût des OPEX (hors combustibles) et dans une mesure moindre des CAPEX (SA 1.2). La réduction des coûts dans le cas de la chaleur fatale provient des économies réalisées sur les frais de combustibles, malgré le prix de cession relativement important appliqué à cette dernière (SA 1.3).

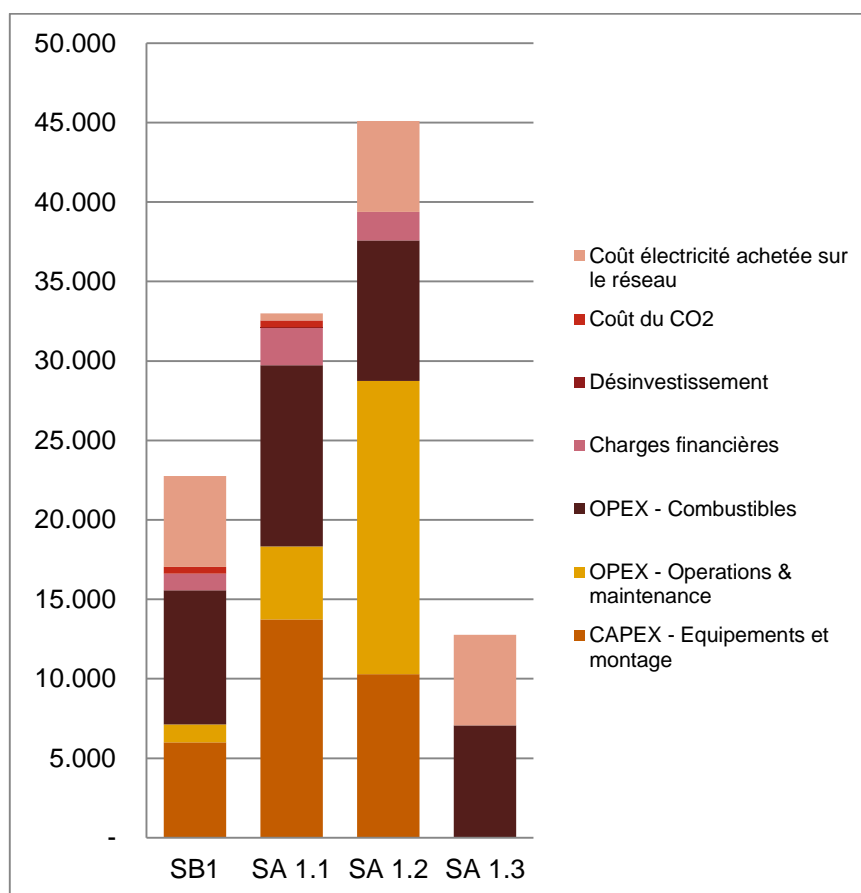


Figure 35: Structure des coûts (existant ; EUR/an)

II.3.1.2 Scénario #2 : Besoins de chaleur dans les immeubles à appartements

Le second cas analysé porte sur des logements collectifs de 8 blocs. Dans ce second cas de figure analysé, les chaudières à condensation par bâtiment (SB 2) sont comparées respectivement :

- A la cogénération complétée par des chaudières d'appoint et le réseau de chaleur (S2.1) ;
- Aux chaudières à biomasse sur réseau (SA 2.2).

Comme l'indique la figure suivante consacrée aux **bâtiments existants**, l'option de la cogénération est à peine moins compétitive que le scénario de base (SA 2.1). La seconde option (chaudières à biomasse ; SA 2.2) est beaucoup plus onéreuse que le scénario de base (SB2).

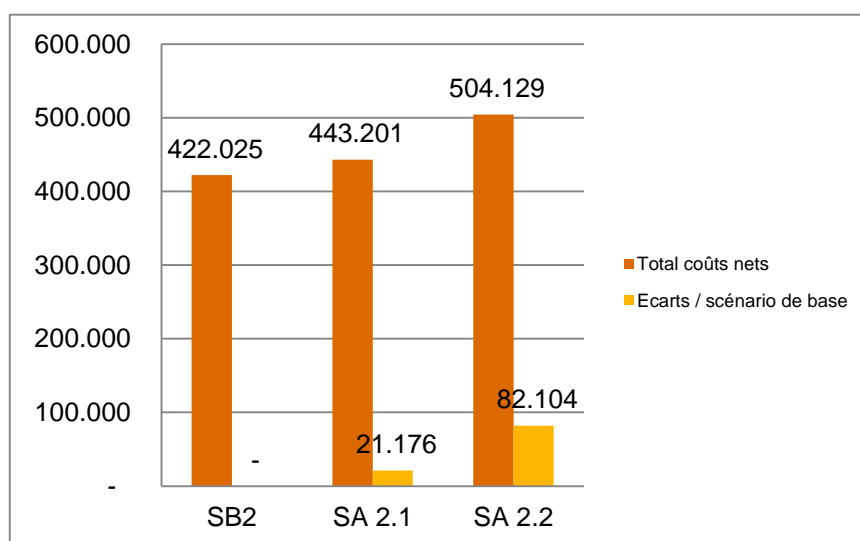


Figure 36: Coût total (neuf ; EUR/an)

La figure suivante montre que le principal poste responsable du surcoût de la dernière option (chaudières individuelles ; SA 2.2) est celui des « autres coûts nets » tels que les CAPEX, OPEX, charges financières etc. dans le cas des **constructions existantes**. Il cumule notamment les charges financières et les frais opérationnels.

Les achats d'électricité sont moindres dans le cas de la cogénération (SA 2.1a) mais les CAPEX et OPEX, dont les combustibles sont nettement plus importants et ne peuvent être compensés complètement par les économies réalisées sur l'électricité.

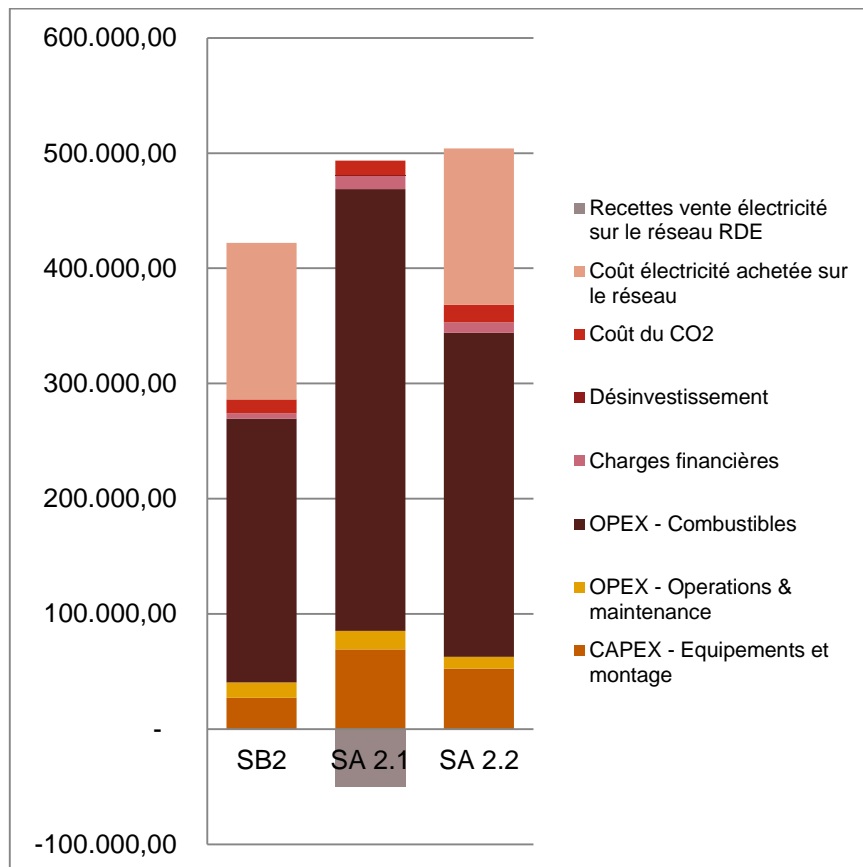


Figure 37: Structure des coûts (neuf; EUR/an)

II.3.1.3 Scénario #3 : Besoins de chaleur dans les immeubles de bureau et de commerce

Le scénario de base porte sur les chaudières décentralisées (SB 3). Les trois options étudiées sont respectivement :

- c) La cogénération complétée par une chaudière d'appoint et un réseau (SA 3.1).
- d) la chaudière biomasse solide centralisée avec réseau de chaleur (SA 3.2).
- e) Le réseau de chaleur alimenté par de la chaleur fatale (SA 3.3)

Dans le cas des **constructions neuves** représenté à la figure suivante, le scénario de base est moins compétitif que le réseau de chaleur alimenté par de la chaleur fatale (SA 3.3). La cogénération avec chaudière d'appoint et réseau (SA 3.1) et surtout la chaudière biomasse solide (SA 3.2) sont toutefois plus onéreuses que les chaudières collectives (SB 3).

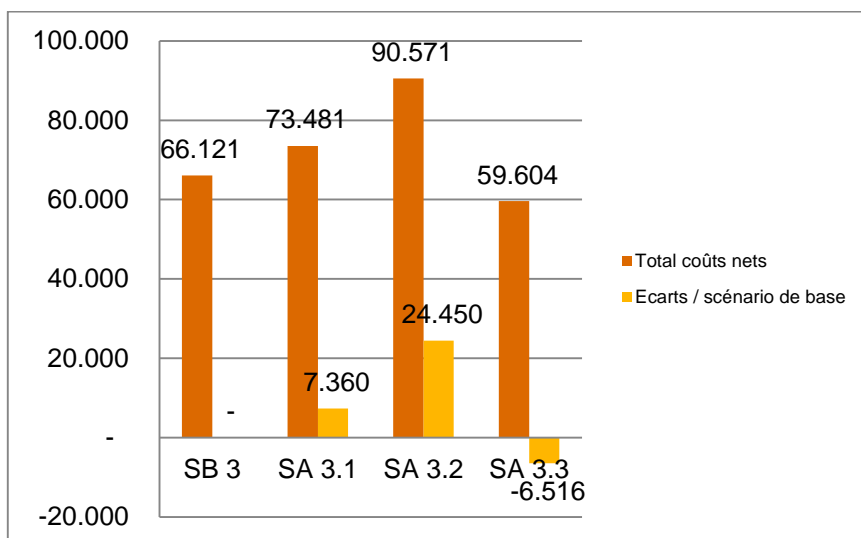


Figure 38 : Coût total (neuf; EUR/an)

Rappelons que dans ce dernier cas (SA 3.3), les CAPEX relatifs au réseau de chaleur qui dessert les bâtiments et qui fait la liaison entre les bâtiments et le site industriel sont pris en charge par le fournisseur de chaleur qui répercute les charges correspondantes dans son tarif de vente.

Il faut alors se demander dans quelle mesure l'opération s'avère rentable pour ce concessionnaire. Si l'opération n'est pas rentable, cette alternative a beau être avantageuse, elle ne verra jamais le jour étant donné qu'aucun opérateur ne réalisera le projet.

Rentabilité du projet tel que défini dans notre typologie

- Coûts à supporter par le concessionnaire : $3.200 \text{ m} \times 1.500 \text{ Eur/m} = 4.800.000 \text{ Eur}$
- Revenus tirés de la vente de la chaleur fatale : $50 \text{ ans} \times 0,9 \times 244.721 \text{ kWh/an} \times 0,05 \text{ Eur/kWh} = 550.622 \text{ Eur}$

On voit très clairement qu'à si petite échelle, un tel projet n'est pas du tout rentable pour le concessionnaire. Dès lors, il nous paraît intéressant de modéliser la situation afin d'obtenir le nombre de bâtiments de bureaux permettant de compenser ces investissements.

Taille critique à atteindre pour obtenir un projet rentable pour le concessionnaire

- Prix de revient par bâtiment du scénario de base :
 - Consommation annuelle par bâtiment : $40786 \text{ kWh}/0,93 \times 0,05 \text{ Eur/kWh} = 2.192 \text{ Eur/an}$
 - Coût de la chaudière : 216 Eur/an^{52}
 - Coût total investissement + consommation = **2.408 Eur/an**
- Prix de revient annuel du réseau par maison⁵³
 - Coût de liaison « quartier – industrie » : $(3.000 \text{ m} \times 1.500 \text{ Eur}^{54}/\text{m}) / 50 \text{ ans} = 90.000 \text{ Eur} / n^{55}$

⁵² 3240 Eur/15 ans, comprenant le prix d'achat et contrôle périodique trisannuel

⁵³ Durée de vie du réseau de 50 ans

⁵⁴ Ce coût inclut les auxiliaires de distribution

⁵⁵ n = nombre de maison à atteindre

- Coût de liaison « intra-parc » par bâtiment : $(40 \text{ m}^{56} \times 1.100 \text{ Eur}^{57}/\text{m}) / 50 \text{ ans} = 880 \text{ Eur}$
- Coût total de réseau : $90.000 \text{ Eur} / n + 880 \text{ Eur}$

L'équilibre de ces 2 prix s'effectue pour un parc de minimum 59 bâtiments de bureaux. Ce n'est donc qu'à partir de cette échelle que le projet sera rentable pour le concessionnaire. L'avantage du recours à une chaleur fatale ne peut donc s'envisager que dans le cadre d'un parc d'immeubles de bureau et commerce d'une certaine envergure.

Une alternative possible serait éventuellement d'alimenter un parc mixte tertiaire / logements afin d'atteindre une taille suffisante.

Dans les **constructions neuves**, les trois scénarios sont caractérisés par une importance de la facture électrique, premier composant de la chaîne des coûts (cf. infra : figure). Les autres facteurs de coûts sont respectivement les combustibles dans tous les cas ainsi que les OPEX et CAPEX dans le cas de la cogénération (SA 3.1 et SA 3.2).

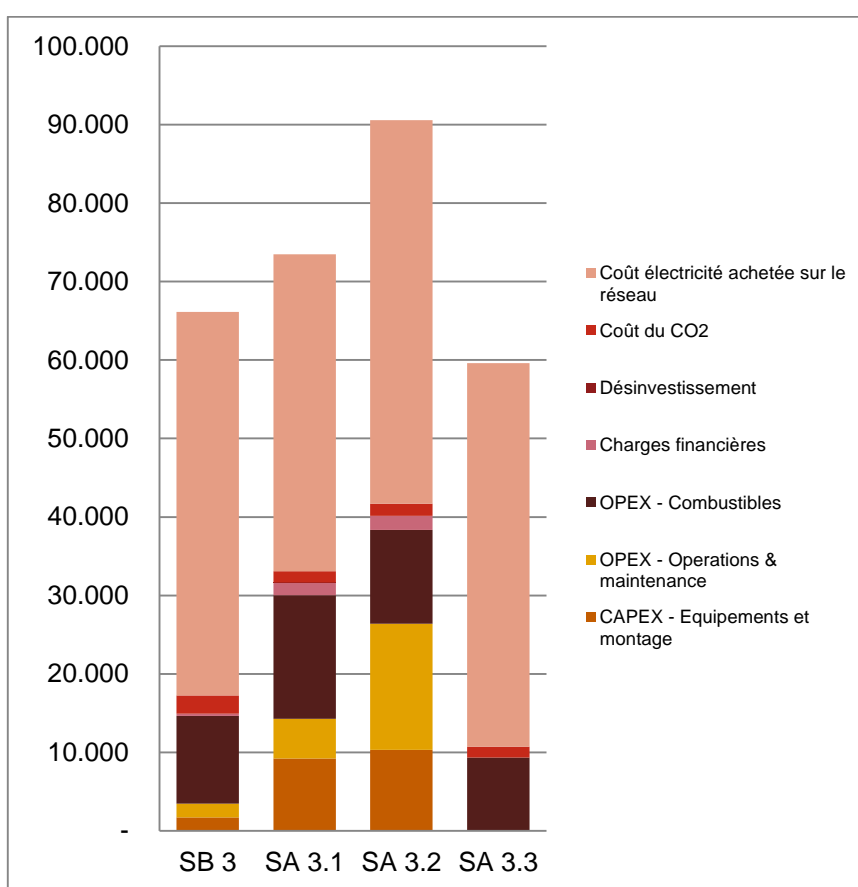


Figure 39: Structure des coûts (neuf, EUR/an)

⁵⁶ Distance supposée entre 2 maisons

⁵⁷ Le coût linéaire du réseau intra-quartier est inférieur celui du réseau de liaison du quartier à l'industrie, compte tenu des « obstacles » à franchir (voiries, autres impétrants, ...)

II.3.1.4 Scénario #4 : les besoins de chaleur dans le secteur industriel

Trois secteurs caractérisés par des profils de charge différents sont comparés puis combinés. Ils sont examinés successivement par la suite.

Contrairement aux exemples traités dans le résidentiel et le tertiaire, les cas de figure envisagés dans le secteur industriel concernent tous des **projets de rénovation**.

II.3.1.4.1 Secteur de la chimie

Le scénario de base dans le secteur de la chimie comporte des chaudières traditionnelles (SB 4.1). Il est comparé au scénario alternatif comportant une cogénération complétée par des chaudières d'appoint alimentées au gaz naturel (SA 4.1).

Dans ce cas, l'option cogénérée (SA 4.1) est très légèrement plus compétitive que la version de base (SB 4.1).

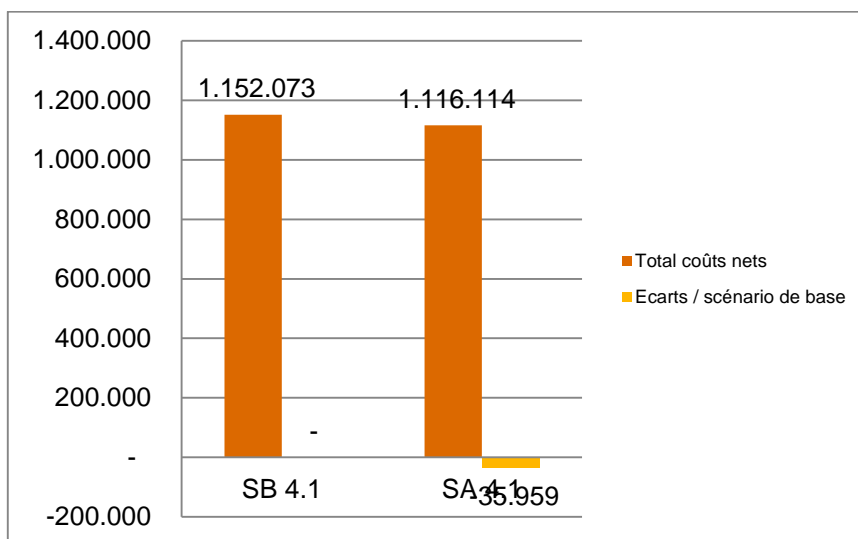


Figure 40 : Coût total (rénové ; EUR/ann)

Ce constat est explicable comme l'indique la figure suivante par l'impact favorable de la production d'électricité cogénérée sur la chaîne des coûts (SA 4.1).

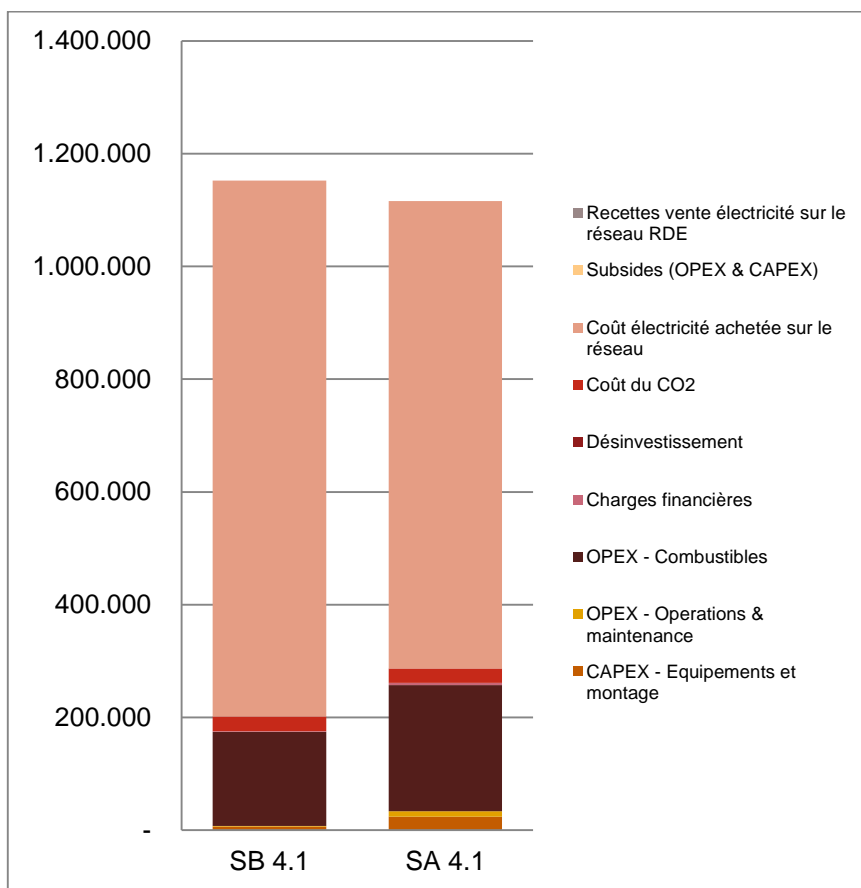


Figure 41 : Structure des coûts (rénové; EUR/an)

II.3.1.4.2 Secteur du papier

Le scénario de base dans le secteur du papier porte également sur des chaudières traditionnelles (SB 4.2). Il est également comparé au scénario alternatif comportant une cogénération complétée par des chaudières d'appoint alimentées au gaz naturel (SA 4.2).

Dans ce cas, l'option cogénérée offre un avantage concurrentiel indiqué à la figure suivante.

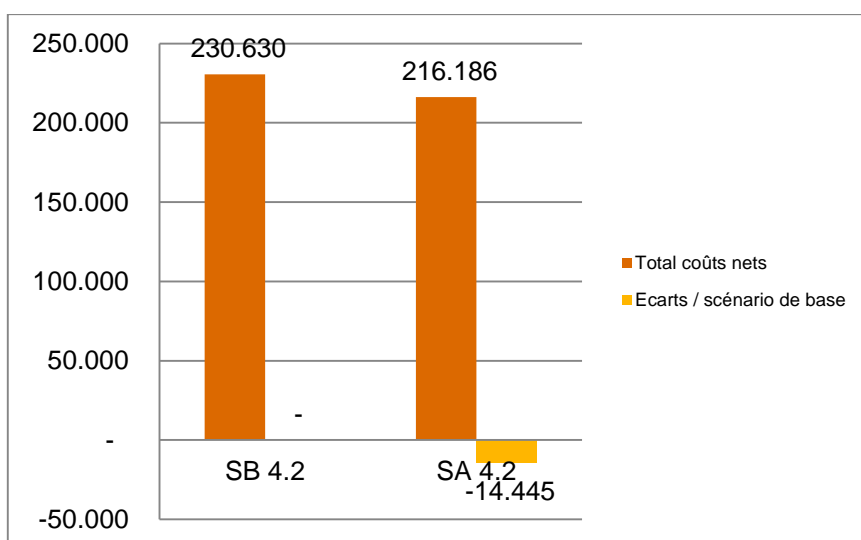


Figure 42 : Coût total (rénové; EUR/an)

On observe que dans la chaîne de valeurs, c'est le coût de l'électricité qui est le plus important (figure suivante). Ce dernier est sensiblement réduit par la cogénération et compense les frais supplémentaires des CAPEX et OPEX.

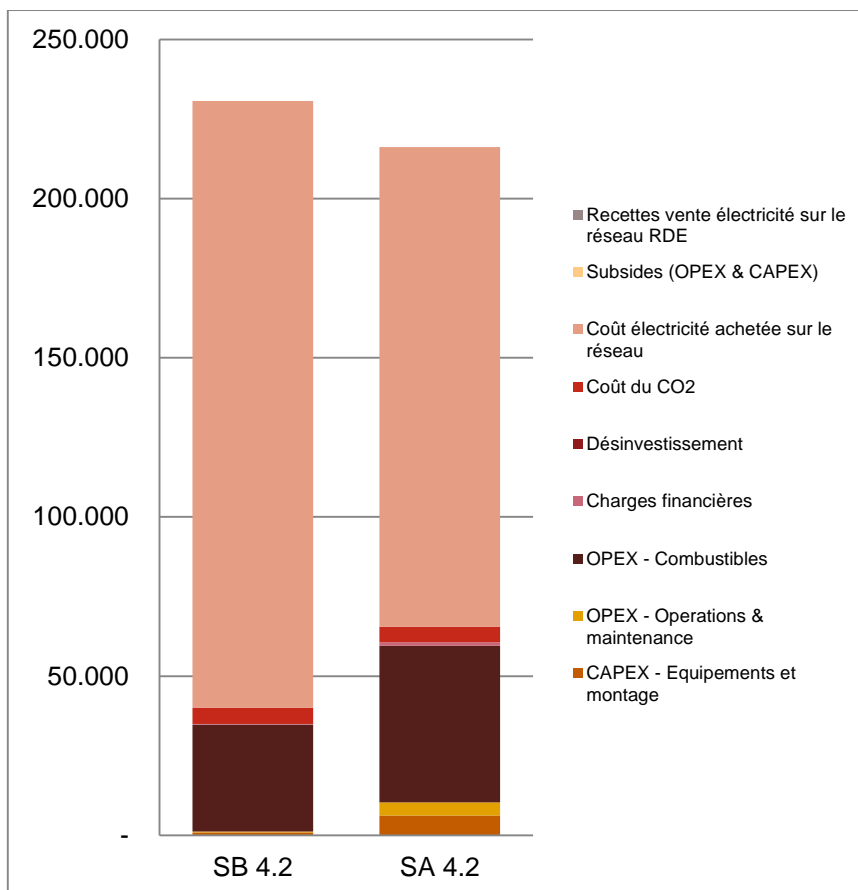


Figure 43 : Structure des coûts (renové; EUR/an)

II.3.1.4.3 Secteur alimentaire

Le scénario de base dans le secteur alimentaire porte également sur des chaudières traditionnelles (SB 4.3). Il est également comparé au scénario alternatif comportant une cogénération complétée par des chaudières d'appoint alimentées au gaz naturel (SA 4.3).

Contrairement au cas précédent, la cogénération n'apporte pas un avantage concurrentiel (figure suivante). L'écart en termes de coûts reste cependant faible à l'avantage de la solution traditionnelle (SB4.3).

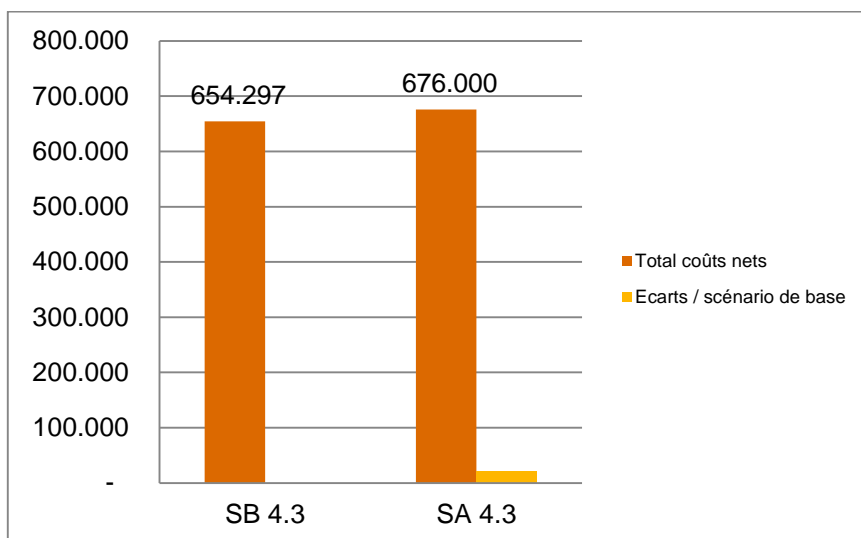


Figure 44: Coût total (rénové; EUR/an)

Le facteur de coût principal reste, tant dans le cas du scénario de base que de l'option, l'électricité. L'écart positif sur les achats d'électricité ne permet pas de compenser les suppléments de CAPEX et d'OPEX occasionnés par la cogénération.

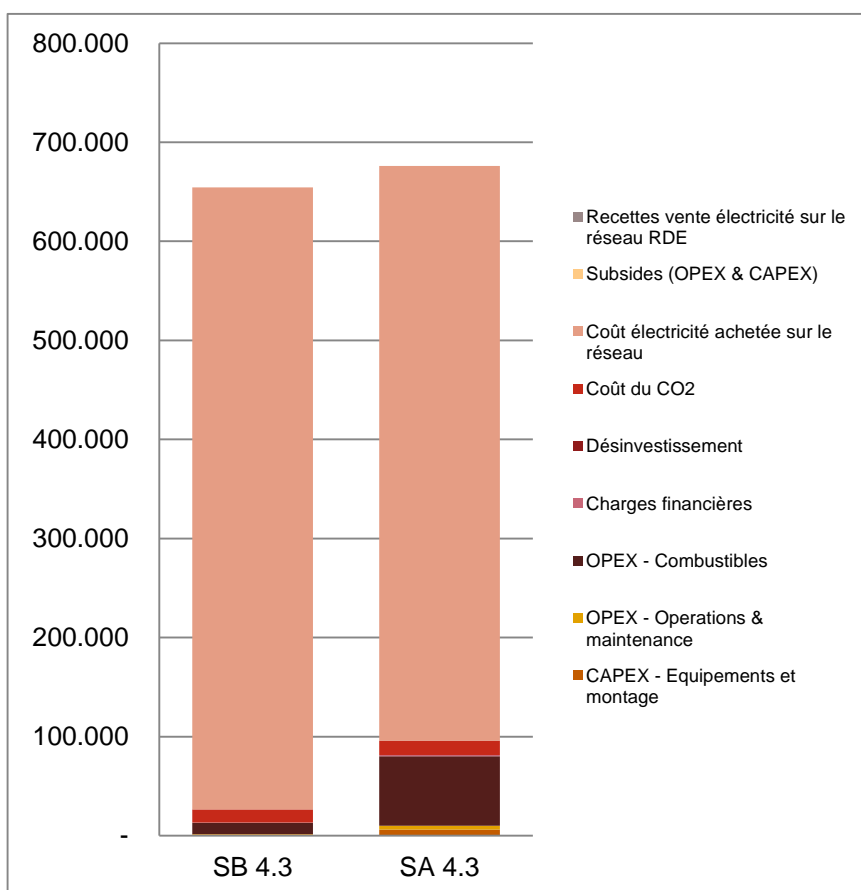


Figure 45 : Structure des coûts (rénové ; EUR/an)

II.3.1.4.4 Secteurs industriels combinés

Le scénario combiné exploite les options cogénérées précédentes (SB 4.4). On est toujours, comme dans le cas des autres scénarios industriels, dans un **contexte de rénovation**.

La synthèse des résultats est fournie à titre indicatif aux deux figures suivantes où le scénario combiné est comparé aux scénarios homologues avec cogénération dans les secteurs industriels analysés ci-dessus. Celles-ci confirment l'importance du poste « électricité ».

Le premier graphique est exprimé en valeur absolue de façon à montrer l'importance relative de chaque secteur dans le scénario combiné.

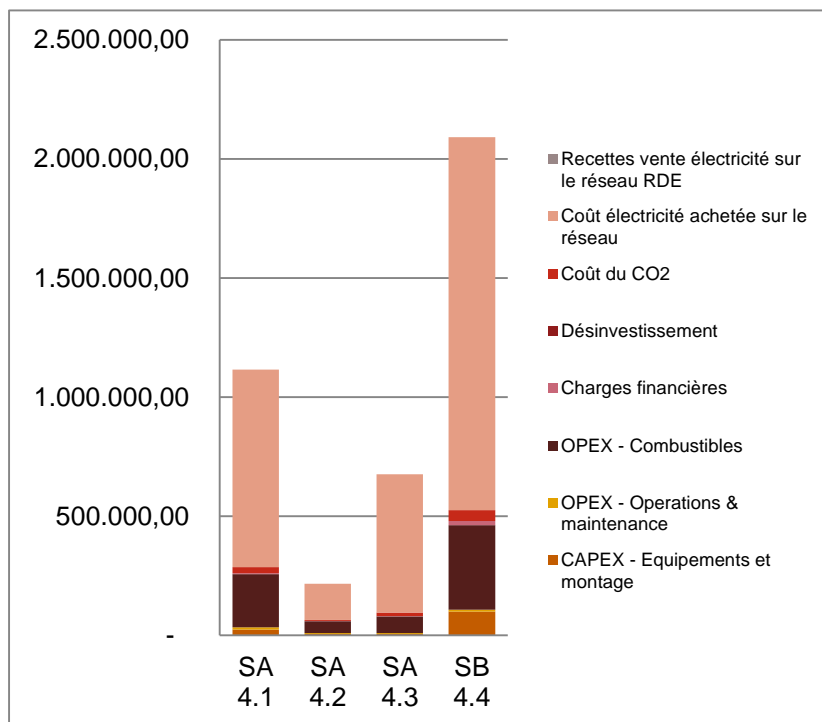


Figure 46 : Structure des coûts (rénové; EUR/an)

Le même graphique est décrit en valeur relative à la suite. Il montre de façon horizontale le poids relatif de chaque poste de coût dans la chaîne de valeur correspondante. Il comprend surtout la composante liée aux achats d'électricité.

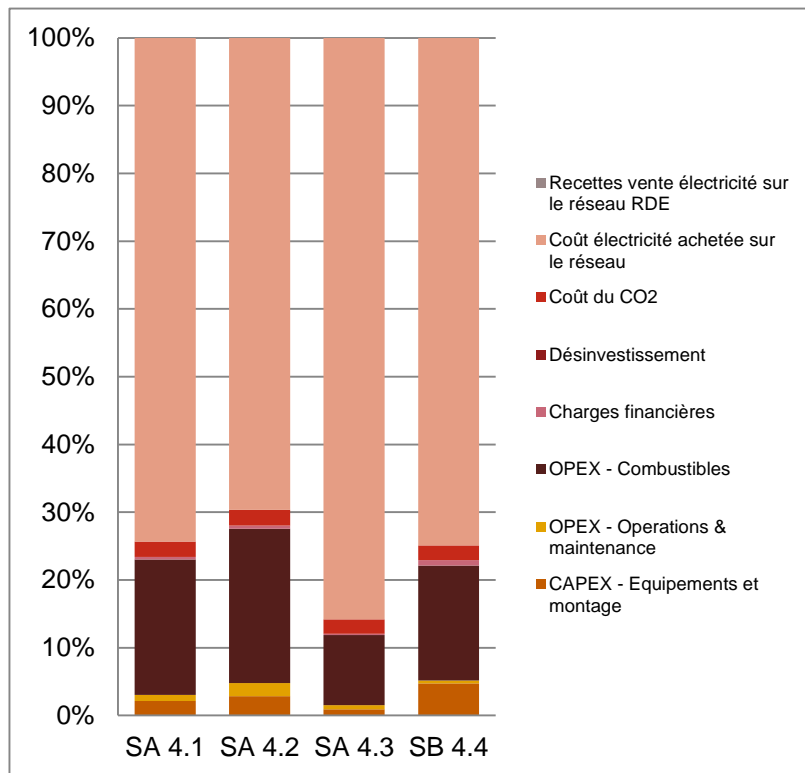


Figure 47 : Structure des coûts (rénové ; EUR/an)

II.3.1.5 Scénario #5 : Besoins de froid dans les immeubles de bureaux et de commerce

Le dernier scénario de base consiste à utiliser des machines frigorifiques traditionnelles pour les immeubles de bureaux et commerces (SB 5). Il couvre des besoins frigorifiques importants et est comparé à deux sous options :

- i. d'une part une cogénération à gaz supportant un cycle à absorption (SA 5.1) ;
- ii. d'autre part un chiller commun sur réseau (SA 5.2).

Pour les **bâtiments neufs**, le scénario de base reste le plus concurrentiel (SB 5). L'option de la cogénération avec cycle à absorption est beaucoup plus coûteuse que le réseau de froid couplé à des pompes à chaleur (Fig. suivante), cette dernière n'étant que très légèrement moins compétitive au scénario de base.

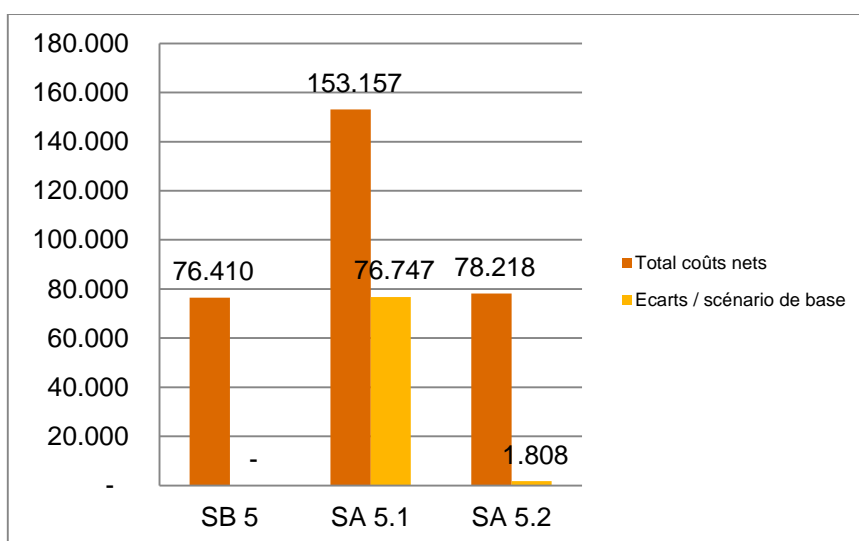


Figure 48: Coût total (neuf; EUR/an)

Le poste principal occasionnant le surcoût est celui des « autres coûts nets », tels que CAPEX, OPEX, charges financières, etc. Comme dans les scénarios précédents, il comprend notamment les investissements. Les cycles à absorption cogénérés (SA 5.1) permettent de dégager des économies sur les achats d'électricité mais ces dernières ne peuvent compenser les « autres coûts nets » regroupant les autres composantes mentionnées.

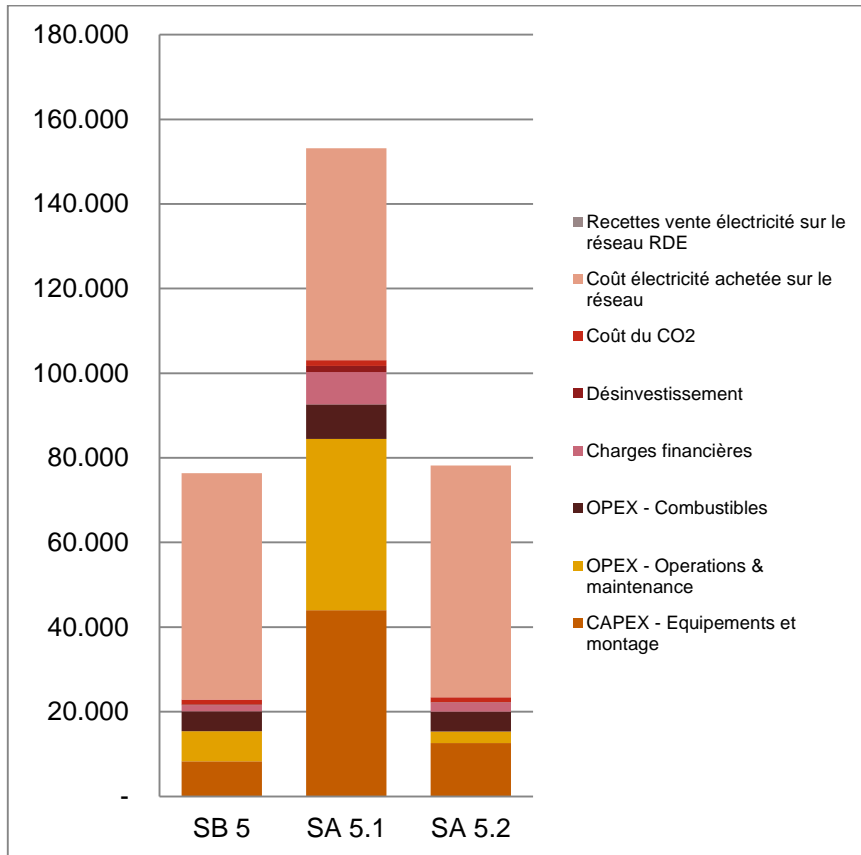


Figure 49 : Structure des coûts (neuf, EUR/an)

II.3.2 Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité des principales variables pour lesquelles il existe une source d'incertitude pour l'évolution à plus long terme a été conduite (cf. infra). Les résultats sont décrits aux figures suivantes pour l'ensemble des scénarios concernés.

Cette analyse est construite respectivement pour :

- 1) Le taux d'inflation des combustibles : gaz naturel, biomasse et/ou chaleur fatale ;
- 2) Le taux d'inflation de l'électricité ;
- 3) Le taux de croissance des dépenses opérationnelles (hors combustibles) ;
- 4) Le coût du capital ou taux d'actualisation.

L'hypothèse sous-jacente est que ces variables portent sur des prévisions pour lesquelles il existe une assez grande probabilité de déviation à l'horizon 2030. C'est particulièrement significatif pour les conditions de financement et le marché des matières énergétiques primaires qui présentent toutes deux une forte composante conjoncturelle. Mais également en matière de tarifs électriques qui resteront sujettes aux cours des sources primaires traditionnelles, aux évolutions du mix énergétique et in fine dans, une mesure moindre toutefois, aux dépenses opérationnelles.

Toutes les analyses ont été conduites avec une modification standard des taux considérés de façon à assurer la comparabilité des résultats, soit un écart commun de **+50%** par rapport au taux de référence pris dans les scénarios de base.

Les deux figures suivantes portent sur les combustibles et sur l'électricité. On observera que les profils et ordres de grandeurs des deux variables d'inflation appliquées aux produits énergétiques (gaz et électricité) sont assez divergents. De façon générale, les sensibilités des résultats restent inférieures à la plage de variation imposée aux données de départ. En effet, les résultats restent en général sous la barre des 50% sauf dans un cas (SA 2.1). Ils sont mêmes souvent très inférieurs comme c'est le cas pour les scénarios 3, 4 et 5 pour le gaz et les scénarios 1 et 2 pour l'électricité.

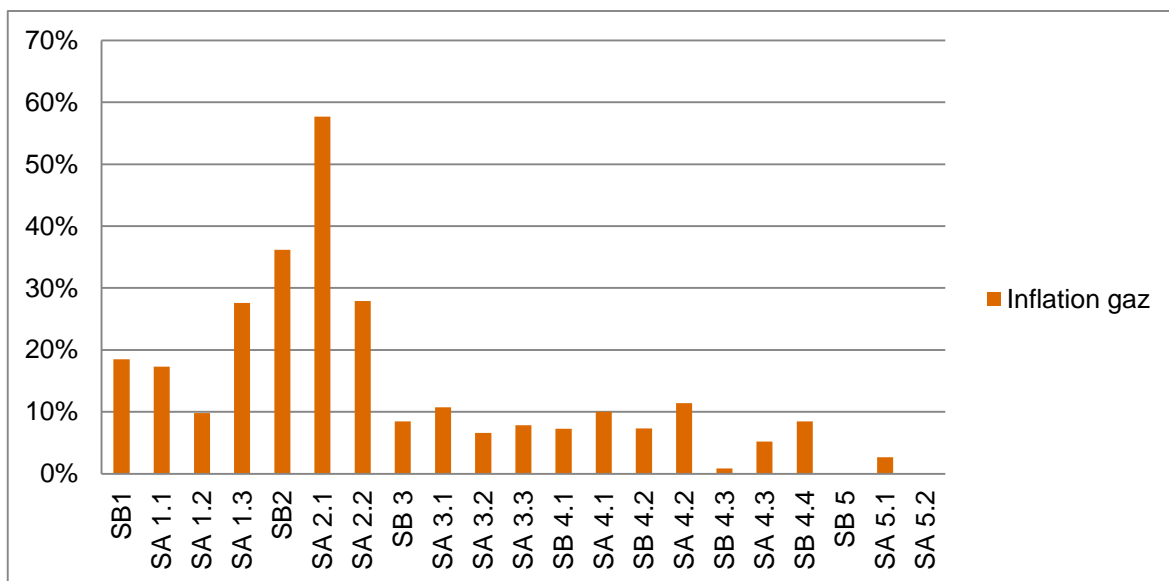


Figure 50 : Analyse de sensibilité (inflation gaz)

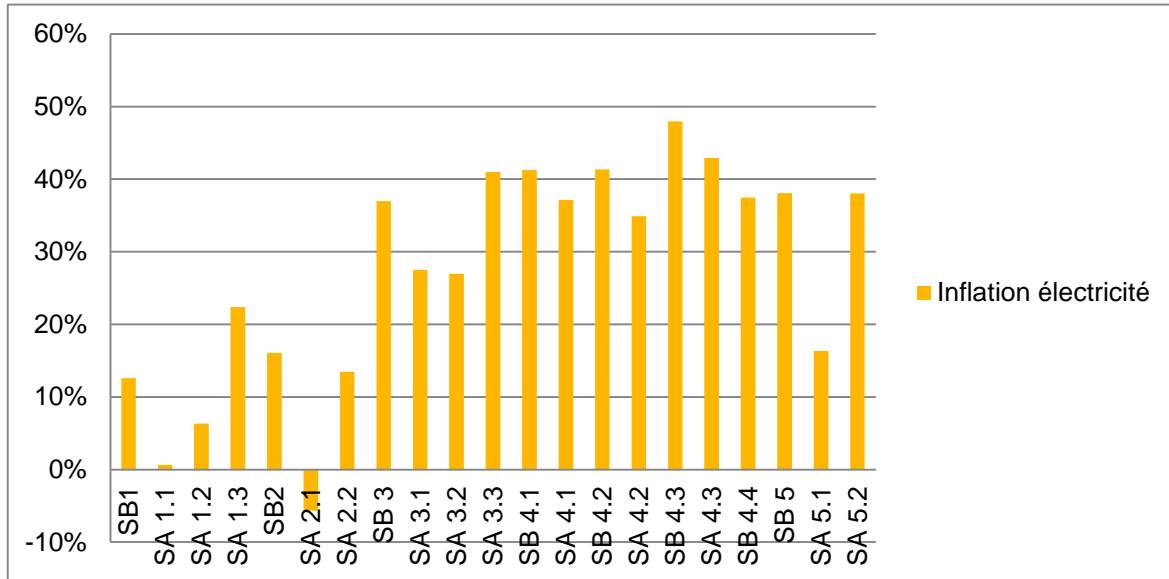


Figure 51 : Analyse de sensibilité (inflation électricité)

Les résultats sont aussi contrastés puisque l'impact d'une inflation sur les prix énergétiques par exemple peut être négatif dans le cas où la cogénération permet d'économiser des achats électriques potentiellement plus onéreux mais aussi d'exporter un surplus important sur le réseau (SA2.1).

Les glissements de prix sur les OPEX et le coût du capital⁵⁸évoluent dans des plages plus larges et de signes contraires (figure suivante). Globalement, l'accroissement du coût du capital tend à réduire les dépenses futures à travers le mécanisme actuariel, donc les coûts. La situation est inverse pour les OPEX. Dans les deux cas, l'impact est beaucoup moins important en valeur relative que la modification imposée aux variables testées (+50% ; cf. supra).

Les résultats obtenus pour les OPEX sont très variables selon le scénario envisagé. Ils fluctuent aussi dans une plage réduite (de 0 à 3%).

⁵⁸Le taux d'actualisation.

Comme indiqué pour le neuf, l'impact du coût du capital est plus important pour les scénarios commerciaux (SB3) que pour et le froid (SB 4).

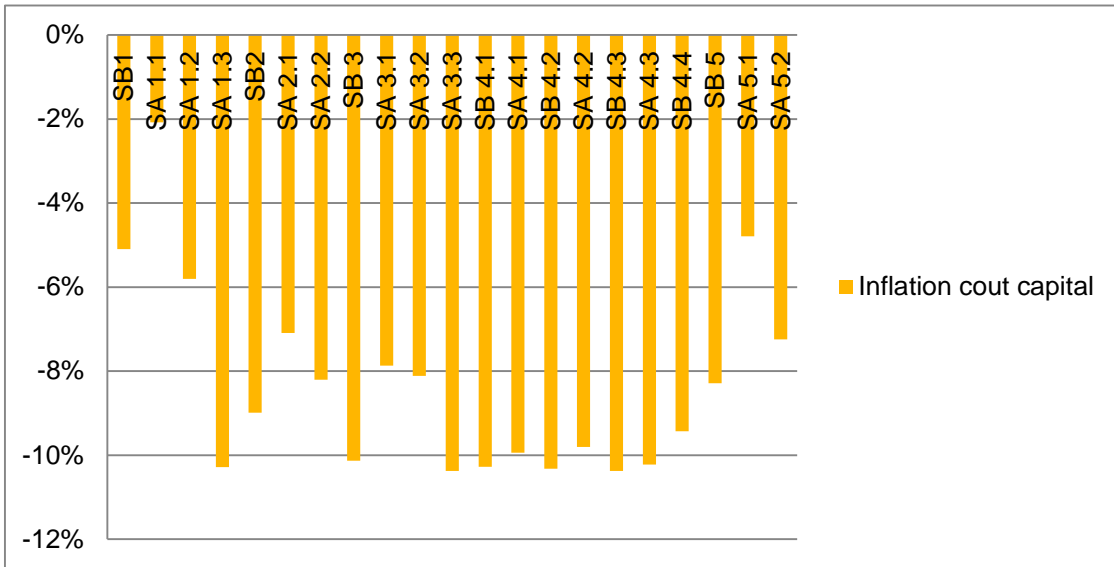


Figure 52 : Analyse de sensibilité (inflation coût du capital)

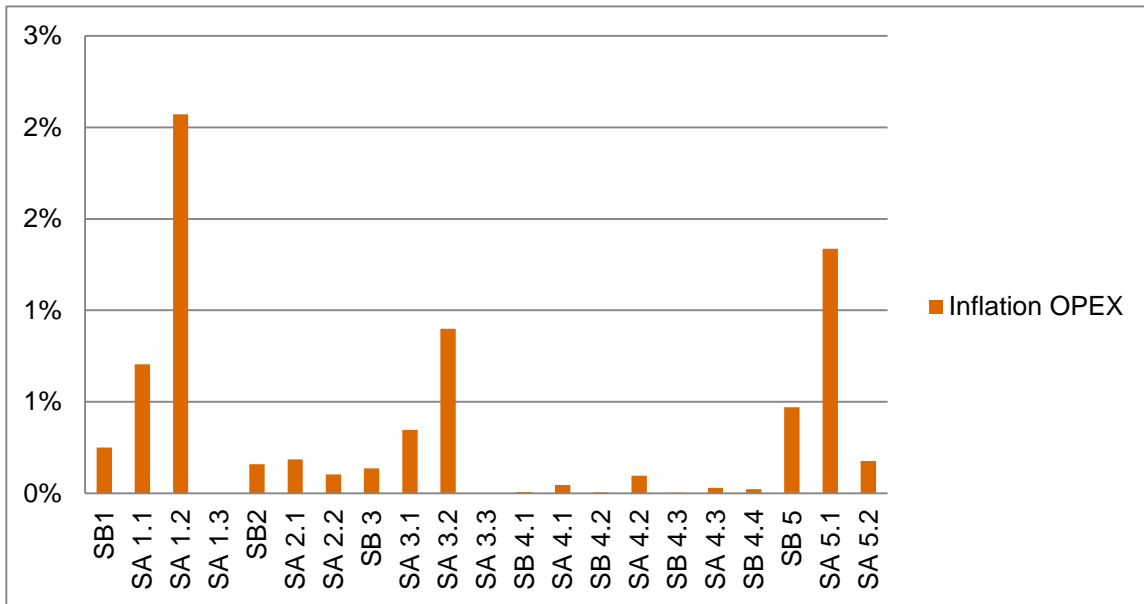


Figure 53: Analyse de sensibilité (inflation OPEX)

II.3.3 Conclusions

Les cinq scénarios de base étudiés ont des profils de charge énergétique contrastés. La comparabilité est assurée, pour chaque scénario de base et ses options par l'homogénéité des besoins énergétiques. Les résultats doivent enfin être appréciés dans le contexte de la Wallonie, qui est particulier en raison du cadre urbanistique limité et des besoins ciblés notamment dans le secteur industriel. Les constatations suivantes ne peuvent donc être inférées dans des environnements différents, voire dans des configurations dont les profils d'utilisation s'écartent sensiblement des scénarios analysés.

Selon les différentes simulations réalisées, il apparaît que les options de base offrent en général une compétitivité réelle. Les options cogénérées sont cependant plus intéressantes au plan économique dans le secteur de la chimie et celui du papier. L'avantage concurrentiel reste cependant très faible.

La cogénération, quand elle est utilisée, permet de compenser au moins partiellement les surcoûts d'une distribution par réseau. De ce fait, la solution combinée (cogénération + réseaux) est plus intéressante qu'un réseau alimenté par une simple chaudière, au plan énergétique du moins.

L'avantage du réseau apparaît dans le cas de la récupération de la chaleur fatale, à condition qu'une certaine échelle de projet soit atteinte pour compenser les coûts occasionnés par le réseau de liaison entre la zone à desservir et le lieu d'origine de la chaleur à valoriser.

Indépendamment des scénarios comportant une cogénération et/ou un réseau, les options traditionnelles des chaudières à condensation confirment capacité concurrentielle. C'est surtout dans le cas des installations collectives par bâtiment (sans réseau) et dans le tertiaire. Ceci est dû pour l'essentiel à leur rendement et, dans le dernier champ d'application, aux économies d'échelle offertes à l'installation.

Les écarts entre les coûts des scénarios de base et des options sont parfois appréciables. De façon générale, le poste « autres coûts nets » joue un rôle important dans les déficits de compétitivité des scénarios alternatifs concernés. Une composante ayant un impact potentiel important reste le coût du capital.

Les résultats doivent être appréciés sans prises en compte de la taxation (dont la TVA).

Chapitre 6
Potentiel économique

I. POTENTIEL ÉCONOMIQUE DE LA COGÉNÉRATION

Pour rappel, l'estimation du potentiel de cogénération est basée sur l'approche bottom-up en partant de la situation individuelle d'une série d'établissements tertiaires et industriels, connus au travers des enquêtes énergies réalisées annuellement par l'ICEDD pour le compte de la DGO4 et répartis par secteur d'activités.

1.1.1 Méthode

Les deux premières étapes, pour déterminer le potentiel technique, sont expliquées à la section 2 du chapitre 4 « potentiel technique ».

La troisième étape consiste à calculer la rentabilité du projet de cogénération. Comme la taille et la durée de fonctionnement de la cogénération sont connues individuellement pour chaque établissement, on peut calculer la rentabilité du projet.

Les **gains** d'une cogénération se situent à plusieurs niveaux.

- Le premier gain se réalise sur la facture d'électricité. Nous avons supposé que l'électricité produite par une cogénération ne devra plus être achetée au prix moyen payé actuellement (en 2013 plus précisément). L'éventuel surplus est revendu sur le réseau, à un prix fixé par le modèle.
- Le deuxième gain se réalise sur la chaleur. Nous supposons que la chaleur produite par cogénération ne devra plus être fournie par l'installation thermique existante au prix moyen payé actuellement (en 2013 plus précisément).
- Le troisième gain se réalise sur la facture en combustible après cogénération. Nous supposons 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 un courbe dégressive comme illustré ci-dessous et calculée en fonction des coûts en 2013.

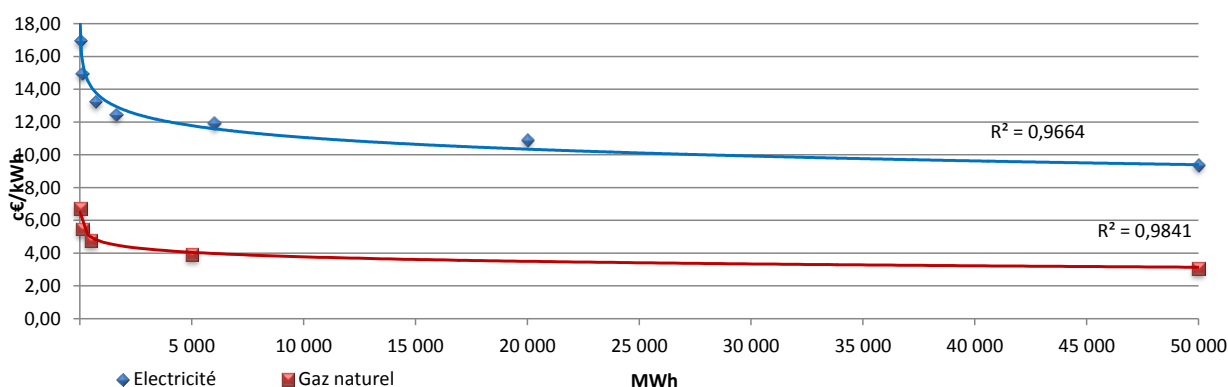


Figure 54 : Courbe des prix du gaz et de l'électricité en Wallonie en 2013 (source CWaPE)

- Un quatrième gain résulte de la vente des certificats verts. Conformément à l'exercice qui est demandé la valeur du certificat vert a été annulée (0 €) afin d'étudier la rentabilité hors subside ou aide d'état et de région. Dans la modélisation, il est cependant possible de faire varier le prix du certificat vert afin d'étudier l'impact sur la rentabilité finale des projets.

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

- La première dépense résulte de l'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 à la Figure 54. Par contre, nous avons considéré des coûts moyens pour l'année 2013 pour les autres types de combustibles (bois, huiles végétales, ...).
- La deuxième dépense est liée au surcoût du combustible d'appoint lorsque la cogénération utilise un autre combustible (renouvelable, par exemple).
- La troisième dépense résulte du 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 ci-dessus.
- Enfin la quatrième dépense provient des coûts d'entretien et de maintenance de l'unité de cogénération, variables d'un type d'installation à l'autre.

La différence entre la somme des gains et des dépenses 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.

La quatrième étape consiste à déterminer le potentiel économique qui ne reprend que les projets dont le temps de retour simple est inférieur à une durée maximale préalablement définie. Pour le secteur industriel, il faut que le temps de retour simple soit inférieur à **2 ans**, et pour le secteur tertiaire, il doit être inférieur à **5 ans**.

Une analyse de l'impact de la durée du temps de retour simple est réalisée sur le potentiel économique.

Précisons que les potentiels se basent sur les consommations énergétiques de l'année 2012 des entreprises actuelles. Il ne prend donc pas en compte les nouveaux gisements de besoins de chaleur comme le séchage des boues de station d'épuration ou de dragage, le séchage du bois là où il n'est pas encore réalisé in situ, par exemple. Il ne prend pas non plus en compte l'usage énergétique qui pourrait être fait de divers déchets organiques (rémanents forestiers, ...) actuellement traités autrement que par cogénération.

I.1.1.1 Paramètres économiques.

L'effet des **certificats verts n'est pas pris en compte** dans l'analyse économique. Une simulation nous montre cependant l'impact qu'ont ces certificats verts sur la rentabilité et donc sur le potentiel économique des projets.

Le prix de **revente de l'électricité** au réseau, en cas de surproduction, est fixé à **2,5 c€/kWh**, qui correspond à la fourchette basse du prix moyen de différentes offres reçues par l'ICEDD pour 3 projets de tailles fort différentes (5 kWé, 200 kWé et 1 400 kWé).

Il a été décidé de considérer que le potentiel réaliste est celui où les **prix des énergies à l'horizon 2030 restent équivalents à leurs valeurs actuelles** (59). 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 comprenant tous les **entreprises industrielles** dont le projet possède un **temps de retour simple (TRS) inférieur à 2 ans** et tous les **établissements tertiaires dont le TRS est inférieur à 5 ans**.

⁵⁹ Plus exactement, la valeur de 2013 puisque ce sont ces valeurs qui ont été utilisées dans le modèle

Les prix du gaz naturel et de l'électricité sont dégressifs en fonction de la quantité et proviennent des données consommation et factures des établissements wallons en 2013, publiés par la CWaPE et repris dans la Figure 54.

Les évolutions attendues des prix des énergies ont été fixées selon toute probabilité. Les **augmentations** annuelles des prix des **combustibles** chaudières ou de la cogénération ont été supposées égales à **1 %/an**, ainsi que de **l'électricité** ont été supposées égales à **2 %/an**. En considérant une augmentation de la facture en combustible pour la cogénération, cette majoration serait plus forte que celle du gain sur la chaleur, ce qui conduit à réduire le gain annuel net, année après année.

L'évolution des prix du **CAPEX** (investissement) a été fixée à **1 %/an**, et l'évolution du coût de **l'OPEX** (exploitation ou entretien) est fixée à **1,5% par an**.

Le prix des combustibles renouvelables et du gasoil est basé sur des données plus récentes, ceux-ci sont considérés comme fixe, indépendamment des quantités.

Energie	En c€/kWh
huile végétale pure	8,5
huile végétale recyclée	7,0
Biodiesel	9,0
bois gazéification	1,2
biogaz	1,0
diesel	8,1

Tableau 29 : Prix des énergies

Le modèle ne prend pas en compte les subsides potentiels à l'investissement, qui augmenteraient la rentabilité des installations.

Le prix à la **tonne du CO2** est fixé à **10 €**.⁶⁰

⁶⁰ Il s'agit de la même référence que celle qui avait faite dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices.

I.1.2 Résultats

Le tableau suivant reprend la synthèse des résultats du calcul du potentiel des cogénérations des secteurs tertiaire et industriel. Le nombre total d'établissements étudiés est présenté, ainsi que ceux qui ont un potentiel économique, soit 8% du total dans le tertiaire et 4% du total dans l'industrie.

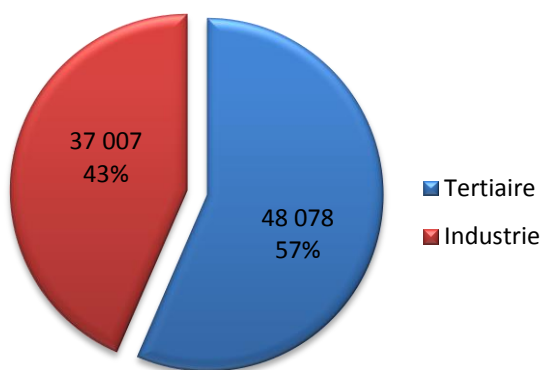
Le potentiel technique est présenté au chapitre 4. En résumé, la puissance thermique potentielle est de 529 MWth, dont 76% dans le secteur industriel, la production thermique correspondante est estimée à 3 172 GWh. La puissance électrique potentielle est de 428 MWe, avec 81% dans le secteur industriel, la production électrique correspondante est de 2 621 GWh.

Le tableau ci-dessous présente les résultats du potentiel économique, selon les critères utilisés. Le potentiel économique de la puissance thermique est de 85 MWth, dont 44% dans le secteur industriel, la production thermique correspondante est estimée à 458 GWh. Le potentiel économique de la puissance électrique est de 67 MWe, avec 50% dans le secteur industriel, la production électrique correspondante est de 361 GWh.

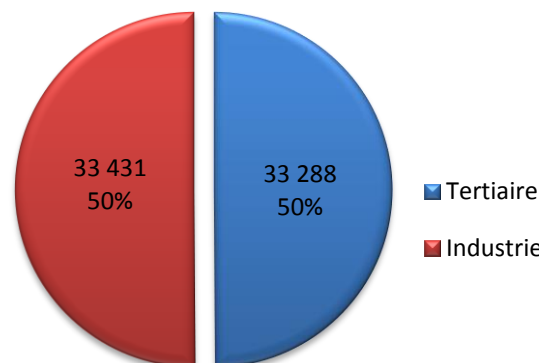
	TERTIAIRE	INDUSTRIE	TOTAL	Part du pot. technique
Nombre total d'établissements	2 636	579	3 215	
Nombre avec potentiel économique	210	24	234	9,6%
Part du total	8%	4%	7%	
Puissance thermique totale (kWth)	48 078	37 007	85 086	16,1%
Puissance électrique totale (kWe)	33 288	33 431	66 719	15,6%
Production chaleur cogénérée MWh	218 541	239 714	458 255	14,4%
Production électrique cog. MWh	150 989	210 797	361 085	13,8%

Tableau 30 : Potentiel économique de la cogénération en Wallonie

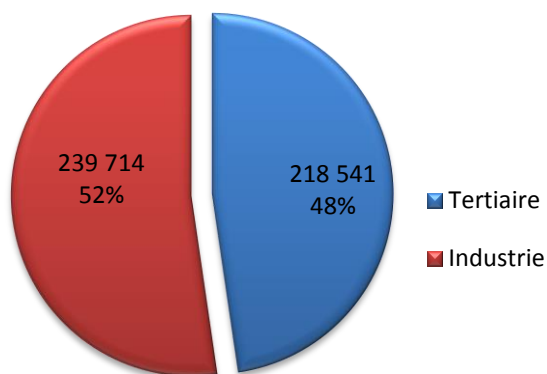
Puissance thermique totale (kWth)



Puissance électrique totale (kWe)



Production chaleur cogénérée MWh



Production électrique cog. MWh

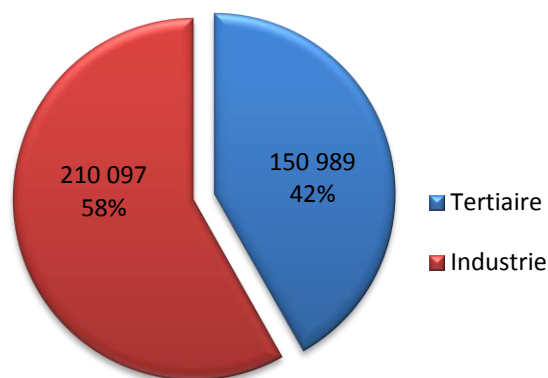


Figure 55 : Potentiel économique de la cogénération du tertiaire et de l'industrie (2012)

Comme l'illustre parfaitement le graphique suivant, le potentiel économique, avec des temps de retour de 2 ans pour l'industrie et de 5 ans pour le tertiaire, sans soutien des certificats verts reste très faible par rapport au potentiel technique, autour des 15%.

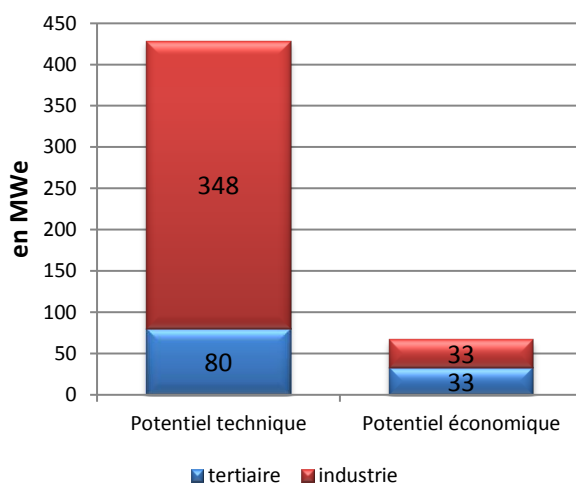


Figure 56 : Potentiel technique et économique de la puissance électrique des cogénérations du tertiaire et de l'industrie (2012)

I.1.2.1 Influence des paramètres

Le **prix de la tonne de CO₂** pénalise le potentiel de la cogénération, car il apporte un surcoût pour l'installation par rapport à la situation précédente, et ce malgré qu'au niveau global la quantité de CO₂ est diminuée par rapport à des systèmes de production séparés de chaleur et d'électricité.

Les dépenses liées au prix de 10 € à la tonne de CO₂ réduisent de 50% le potentiel économique de la puissance électrique installée.

La situation reprise dans les calculs du potentiel économique est surlignée en vert (pas de CV, TRS 2 ans industrie et 5 ans tertiaire).

Prix de la tonne CO ₂	kWe	Part du pot. Tech.	MWhe	CO ₂ évité
0	213 053	31,9%	870 154	125 091
5	199 861	28,9%	807 031	116 131
10	160 200	15,6%	361 085	89 176
15	153 715	14,8%	345 423	86 820
20	84 627	13,7%	317 701	82 658
25	73 056	10,9%	245 850	71 787
30	62 025	9,7%	219 637	67 775
40	44 768	7,4%	163 493	59 253
50	34 746	5,9%	127 634	53 860
pot technique	428 402	100%	2 621 851	289 392

Tableau 31 : Evolution du potentiel économique de la cogénération en Wallonie en fonction du soutien du prix de la tonne de CO₂.

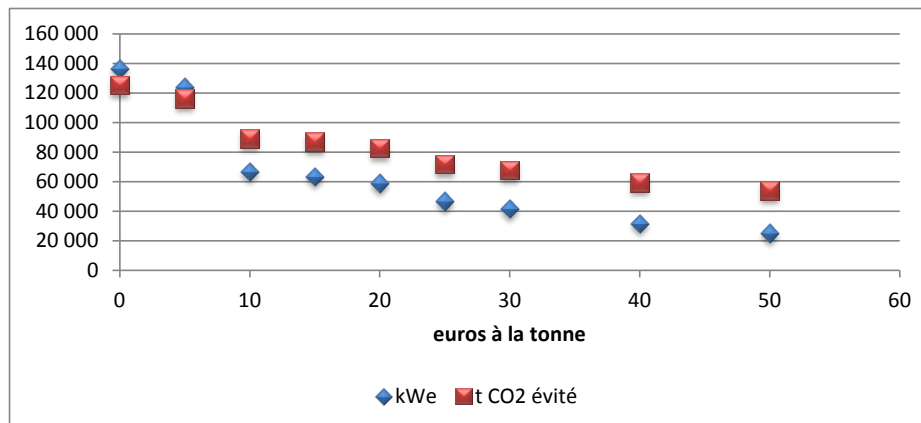


Figure 57 : impact du coût du CO₂ sur le potentiel économique de la puissance électrique et des émissions de CO₂ évitées (2012)

L'absence de la prise en compte du soutien des **certificats verts (CV)** pénalise également fortement le potentiel économique de la cogénération.

L'existence d'un certificat vert, valorisé au niveau du prix garanti de 65 € fait passer le potentiel économique de 16% à 48% du potentiel technique, soit une multiplication par 3.

La situation reprise dans les calculs du potentiel économique est surlignée en vert (CO₂ à 10 €/t, TRS 2 ans industrie et 5 ans tertiaire).

Prix du CV	kWe	Part du pot. Tech.	MWhe	CO2 évité
0	66 719	15,6%	361 085	89 176
25	140 004	32,7%	883 590	134 137
50	200 935	46,9%	1 219 306	180 426
65	206 708	48,3%	1 246 114	185 283
80	213 332	49,8%	1 279 712	190 005
90	215 255	50,2%	1 288 577	191 361
pot technique	428 402	100%	2 621 851	289 392

Tableau 32 : Evolution du potentiel économique de la cogénération en Wallonie en fonction du soutien des certificats verts.

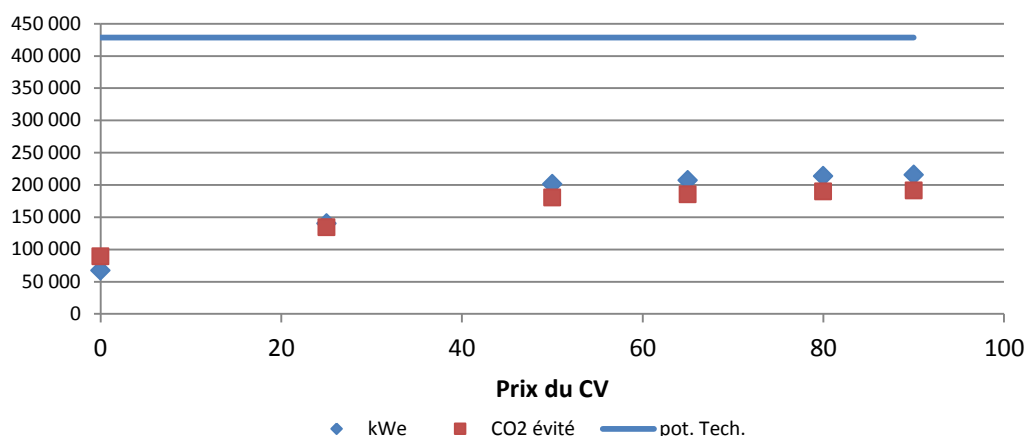


Figure 58 : impact du soutien des CV sur le potentiel économique de la puissance électrique et des émissions de CO₂ évitées (2012)

Le **choix du temps de retour (TRS)** influence également le résultat du potentiel économique. Deux simulations sont réalisées sur le temps de retour de l'industrie et du tertiaire.

Industrie :

Pour l'industrie, le temps de retour de 2 ans limite le potentiel économique à moins de 10% du potentiel technique pour la puissance électrique installée.

Passer à 3 ans de temps de retour fait progresser ce potentiel économique à 47% du potentiel technique, soit quasi une multiplication par 5 du potentiel par rapport à un TRS de 2 ans.

Le plateau est atteint avec 5,5 ans de TRS, et se situe aux alentours des 85% du potentiel technique. Après ces 5,5 ans, on ne note plus de progression significative du potentiel.

Si de plus on simule l'effet d'un gain additionnel apporté par des CV à 65 €, le potentiel avec un TRS de 2 ans est du même niveau que celui calculé sans soutien des CV avec un TRS de 3 ans.

La situation reprise dans les calculs du potentiel économique est surlignée en vert (CO₂ à 10 €/t, pas de CV).

Temps de retour (année)	kWe	Part du pot. Tech.	MWhe	CO2 évité	kWe avec CV à 65 €
1	0	0,0%	0	0	24 339
2	33 431	9,6%	210 097	66 151	158 570
3	164 373	47,2%	1 067 792	139 165	220 433
4	212 941	61,2%	1 319 442	171 427	297 085
5	228 682	65,7%	1 408 742	181 563	329 337
6	293 041	84,2%	1 910 396	203 642	332 282
7	297 507	85,5%	1 934 001	206 454	334 012
8	299 107	86,0%	1 941 017	207 497	334 589
10	303 373	87,2%	1 960 063	208 929	339 712
pot technique	347 976	100%	2 271 555	239 688	

Tableau 33 : Evolution du potentiel économique de la cogénération industrielle en fonction du TRS.

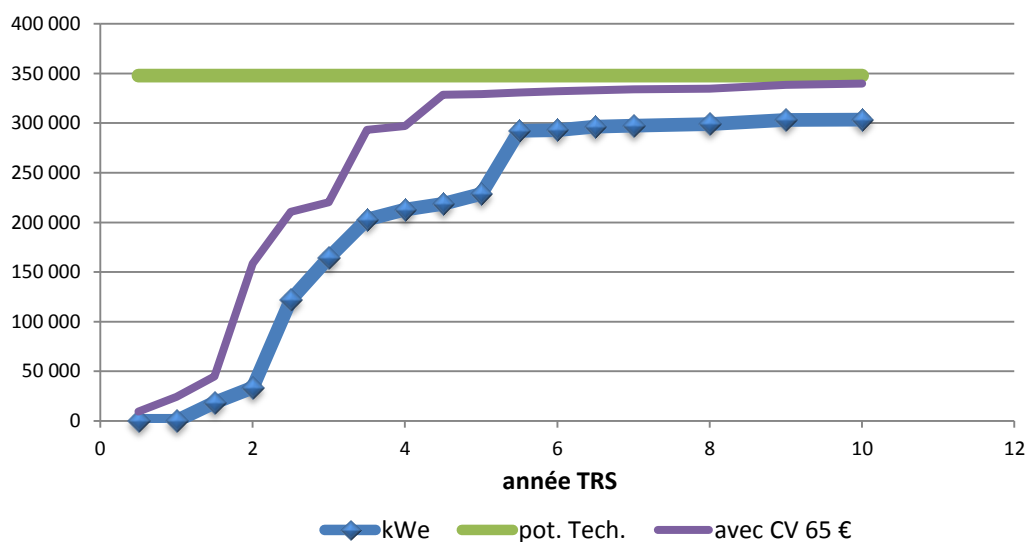


Figure 59 : Evolution du potentiel économique de la puissance électrique avec et sans CV pour l'industrie (2012)

Tertiaire :

Pour le tertiaire, le temps de retour de 5 ans limite le potentiel économique à 41% du potentiel technique pour la puissance électrique installée.

Passer à 7 ans de temps de retour fait progresser ce potentiel économique à 60% du potentiel technique, soit une progression du résultat de 50% par rapport à un TRS de 5 ans.

Le plateau est atteint avec 12 ans de TRS, et se situe aux alentours des 85% du potentiel technique. Après ces 12 ans, on ne note plus de progression significative du potentiel.

Si on simule l'effet des gains des CV à 65 €, le potentiel à un TRS de 5 ans est le même que sans CV à 7 ans.

La situation reprise dans les calculs du potentiel économique est surlignée en vert (CO₂ à 10 €/t, pas de CV).

Temps de retour (année)	kWe	Part du pot. Tech.	MWhe	CO ₂ évité	kWe avec CV à 65 €
1	0	0,0%	0	0	0
2	1 663	2,1%	9 010	1 341	7 997
3	10 165	12,6%	47 375	7 101	23 016
4	22 647	28,2%	105 008	15 935	38 488
5	33 288	41,4%	150 989	23 025	48 138
6	41 857	52,0%	188 021	28 696	54 081
7	48 693	60,5%	217 419	32 941	59 984
8	53 384	66,4%	237 551	35 630	63 603
10	60 251	74,9%	266 402	39 526	67 486
15	67 403	83,8%	295 946	43 299	70 877
pot technique	80 427	100%	350 296	49 705	

Tableau 34 : Evolution du potentiel économique de la cogénération tertiaire en fonction du TRS.

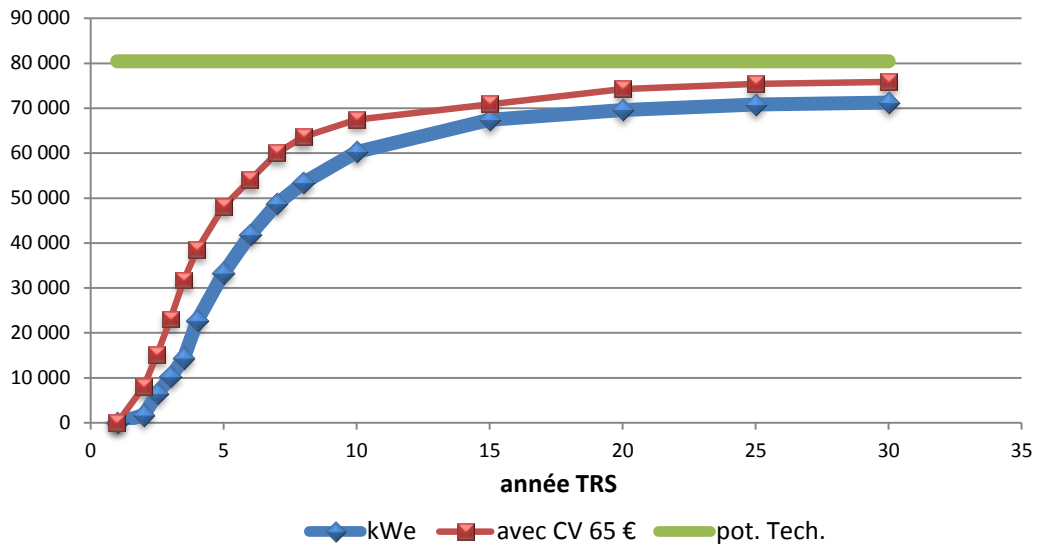


Figure 60 : Evolution du potentiel économique de la puissance électrique avec et sans CV pour le tertiaire (2012)

II. POTENTIEL ÉCONOMIQUE DES ÉNERGIES FATALES

II.1.1 Potentiel économique des énergies fatales à haute température

II.1.1.1 Sources

Le point de départ pour calculer le potentiel économique des énergies à haute température est l'offre en chaleur fatale à haute température qui est estimé sur base des infrastructures existantes en 2012. Les sources de données sont donc identiques à celles utilisées pour l'estimation de l'offre (cf. Approche bottom-up dans le chapitre 1). Pour mémoire, la source d'information principale est le bilan énergétique 2012 publié par la DGO4 et l'autre source de données est l'étude réalisée en 2013 par l'ICEDD pour la DGO4, dans le cadre des missions « Infoind11 » et « Facilitateur en cogénération ».

II.1.1.2 Méthode

L'estimation du potentiel économique des énergies fatales à haute température à l'horizon 2030 est basée sur l'approche dite bottom-up : on part de la situation individuelle des 55 sites répertoriés dans l'étude « Infoind11 ».

La première étape consiste à partir **du potentiel technique** (ou l'offre en chaleur récupérable) en 2012 pour chacun des 55 sites répertoriés dans l'étude. On obtient ainsi, en agrégeant le potentiel technique par branche d'activité, un potentiel en chaleur à haute température pour l'année 2012.

Pour calculer **le potentiel technique à haute température en 2030**, on utilise la même méthodologie que celle utilisée dans le chapitre 4 afin d'obtenir 6 scénarios sur base du potentiel des 55 entreprises. Les différents scénarios sont expliqués dans ce même chapitre.

On obtient les résultats suivants :

en GWh	Scénario (-30%)	Scénario tendance 2000-2012	Scénario tendance 2010-2012	Scénario tendance 1990-2012	Scénario statu quo	Scénario (+30%)
SIDERURGIE	172,2	0,0	0,0	0,0	246,0	319,8
NON FERREUX	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CHIMIE	580,0	602,9	735,3	1000,0	828,5	1142,1
MINÉRAUX NON MÉTALLIQUES	872,0	883,0	1051,7	1150,9	1245,7	1619,4
ALIMENTATION	5,5	10,1	2,2	9,0	7,8	254,2
TEXTILE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PAPIER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,8
FABRICATIONS MÉTALLIQUES	2,2	2,0	0,3	2,0	3,1	4,1
AUTRES INDUSTRIES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,4
TOTAL INDUSTRIE	1631,9	1498,1	1789,5	2161,9	2331,2	3415,8
Evolution p.r. au statu quo	70%	64%	77%	93%	100%	147%

Tableau 35 : Récapitulatif des scénarios sur le potentiel technique des énergies fatales à haute température en 2030

L'approche bottom-up étant requise pour estimer le potentiel économique des énergies à haute température, on part du potentiel technique obtenu dans le scénario « Statu quo ».

Pour estimer le potentiel économique, les calculs se basent sur l'hypothèse que la situation de l'industrie wallonne sera identique en 2030 par rapport à 2012. Cependant, les informations apportées par les autres scénarios, en particulier les scénarios de « tendance », sont intéressantes à plus d'un titre. Par exemple, selon ces scénarios, le potentiel technique pour la sidérurgie serait nul en 2030.

La deuxième étape consiste à passer du potentiel technique au **potentiel économique par site**. Pour ce faire, il faut estimer **les coûts et les gains générés par la technologie** mise en place pour transformer la chaleur récupérable en électricité (application chaleur-électricité). Actuellement, seule la technologie ORC (Organic rankine cycle) permet cet usage.

Les caractéristiques techniques de la technologie ORC sont décrites dans le chapitre 4 dédié à l'état de l'art de la technologie.

Les **caractéristiques économiques générales de la technologie ORC** sont les suivantes :

- **Les coûts d'investissement** des ORC pour la récupération de chaleur fatale sont particulièrement variables et dépendent fortement des applications concernées.
- La qualité et la quantité de l'énergie disponible vont déterminer en grande partie la taille et donc **le coût des échangeurs de récupération** : les coûts spécifiques varient de 1 000 €/kW pour les installations de plusieurs mégawatts, à 3 000 €/kW pour celles de quelques centaines de kW.
- **Les coûts d'installation** représentent à priori 50 % du coût de l'ORC (valeur issue de la bibliographie). Attention toutefois que, en pratique, les coûts d'installation peuvent être nettement plus importants car fortement dépendant du site au niveau du génie civil, des connexions hydrauliques et électriques,...

Au final, **le coût spécifique** d'un ORC (frais d'installation inclus) se situe dans une fourchette de 1 500 €/kW à 4 500 €/kW.

Pour savoir si une installation ORC est viable sur le plan économique, on a besoin pour chacun des 55 sites répertoriés de connaître les données techniques suivantes :

- A. la chaleur récupérable ;
- B. la puissance électrique développable ;
- C. le nombre d'heures de fonctionnement ;
- D. la production d'électricité : elle est obtenue en faisant $B \cdot C$.

Ces données sont issues directement ou indirectement de l'actualisation de l'étude « infoind11 ».

A partir de ces données techniques, on va pouvoir calculer des indicateurs économiques **sur base des hypothèses suivantes** :

- Taux d'actualisation = 0%
- Taux de subside = 0%
- Prix CV = 0 EUR
- Inflation = 0%
- TRS (temps de retour simple) < ou = 2 ans

Pour estimer la viabilité économique d'un site, on se base sur les indicateurs économiques suivants :

1) Le coût d'installation de l'ORC

Sur base de la puissance électrique, on calcule le coût au kWe (€HTVA/kWe) en appliquant la formule suivante :

$$\text{Coût au kWe (€HTVA/kWe)} = 10\,155 * \text{Puissance électrique}^{-0,177}$$

Par exemple, si la puissance électrique est égal à 250 kWél, le coût au kWél est égal à 3 821,5 €HTVA/kWe ($10\,155 * 250^{-0,177} = 3\,821,5$).

La figure ci-dessous présente une courbe de tendance représentant l'évolution du coût au kWe (€HTVA/kWe).

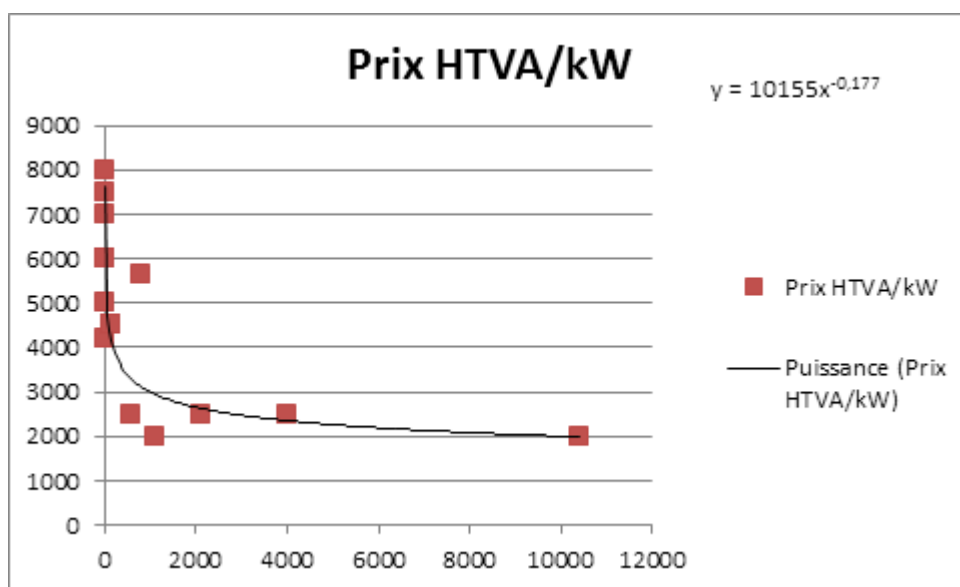


Figure 61 : Courbe de tendance du coût au kWél de la technologie ORC

Le coût total de l'installation est obtenu en multipliant la puissance électrique par le coût au kWe, soit dans notre exemple 955 358 € HTVA ($250 * 3821,5 = 955\,358$).

2) Le cash-flow

Le cash-flow dans le cas d'un ORC est égal à la différence entre le **gain annuel sur la facture d'électricité** et les **charges d'exploitation annuelles (OPEX)**.

Le gain sur la facture est calculé en multipliant le prix de l'électricité par la production d'électricité. On ne tient pas compte des revenus des certificats verts, car ce n'est pas d'application pour un ORC.

Pour les charges d'exploitation, on prend par hypothèse que l'OPEX est égal à 4% du coût d'installation.

3) Le TRS (temps de retour simple)

A partir du coût d'installation et du cash-flow, on dispose des données nécessaires et suffisantes pour calculer le TRS pour chacun des sites.

$$\text{TRS (en années)} = (\text{coût d'investissement-subsidés}) / \text{cash-flow}$$

Pour le calcul du TRS, on suppose que les subsides sont nuls et que le cash-flow est positif.

Un cash-flow négatif ou égal à zéro signifie que l'OPEX est supérieur ou égal au gain généré. Ce cas de figure se produit quand la puissance électrique développable est trop faible, ce qui génère, d'un côté, un coût

d'installation et des frais de fonctionnement très élevés et, d'un autre côté, un gain sur la facture d'électricité très faible (le gain étant lié à la puissance électrique).

Sur les 55 sites inventoriés dans notre étude, 13 ORC ont un cash-flow négatif : l'investissement n'est donc pas rentable et, par conséquent, celui-ci est rejeté.

II.1.1.3 Résultats

Sur base de la méthode et des hypothèses détaillées dans le chapitre précédent (cf. §II.1.1.2), la figure ci-dessous montre le TRS en fonction du potentiel à haute température cumulé et du potentiel technique à haute température total.

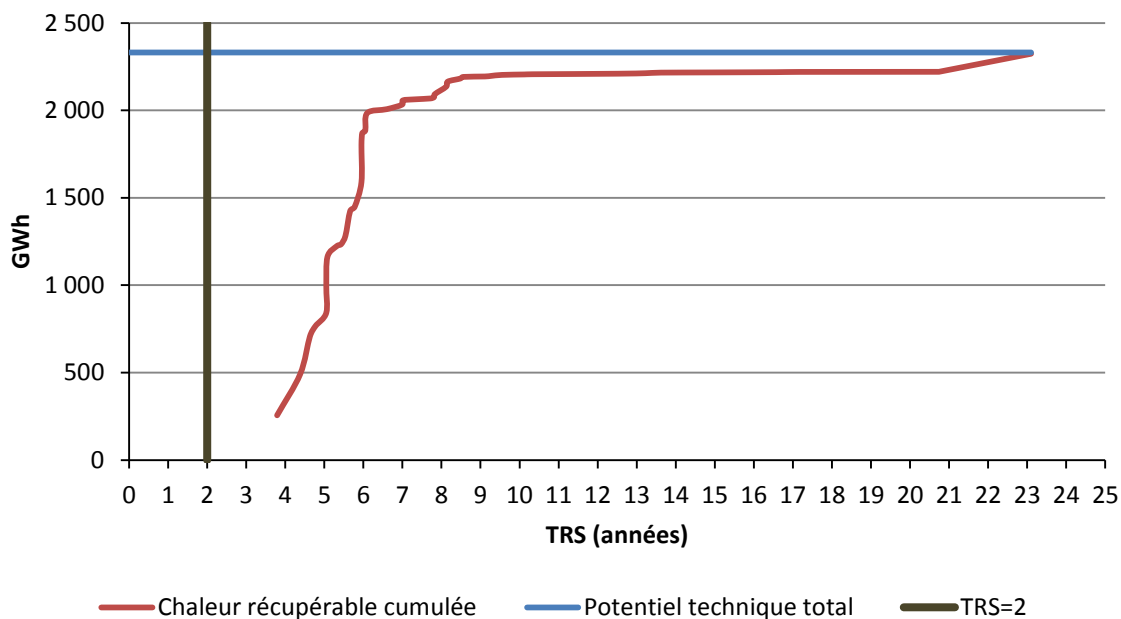


Figure 62 : Potentiel technique et économique des énergies à haute température

Avec un TRS inférieure ou égal à 2 ans, le potentiel économique est nul. Le TRS le plus petit est 3,8 ans et concerne un établissement du secteur chimique avec un potentiel technique de 256 GWh (11% du potentiel total).

Conclusion

Actuellement, les temps de retour sont très longs pour valoriser la chaleur fatale. Sans aide et en fonction des prix actuels des énergies, la filière ORC n'est pas rentable. De plus, étant donné la crise dans les secteurs considérés ici comme étant prioritaires (à savoir la chimie et les minéraux non métalliques), investir dans cette filière n'est pas une priorité.

II.1.2 Potentiel économique des énergies fatales à basse température

II.1.2.1 Sources

Les sources de données que nous avons utilisées sont les suivantes :

- l'étude menée par Maxime Dupont et Eugenio Saporita de EDF R&D : « The Low Temperature Heat Recovery in Industry: Which Potential and How to Access It? », 2011;

- DECC, The potential for recovering and using surplus heat from industry, 2014
- IEA Heat Pump Programme, Annex 35: Application of Industrial Heat Pumps, 2014
- L'INSEE pour les consommations d'énergie dans l'industrie française (réf : Naf_T1) ;
- les données Bilan énergétique en Wallonie (DGO4) ;
- Eurostat pour le prix de l'électricité des consommateurs industriels (réf : nrg_pc_205).

II.1.2.2 Méthode

Pour ce qui concerne les énergies fatales à basse température (c'est-à-dire les applications chaleur-chaleur), une estimation du potentiel technique basée sur une approche « bottom-up » serait largement au-delà des ressources et du délai fixé pour cette mission. En effet, cette approche a besoin d'une connaissance assez fine des applications possibles des pompes à chaleur (la technologie utilisée pour la récupération de chaleur à basse température). Vu le nombre de procédés industriels et de secteurs industriels qui pourraient être impactés, ceci pourrait se concrétiser seulement via une enquête, ce qui sort du cadre de cette étude. Pour cette raison, nous avons choisi donc d'estimer le potentiel économique des énergies fatales à basse température via une approche « top-down », à partir du potentiel technique (c'est-à-dire l'offre en chaleur fatale à basse température, voir §III.3) et sur la base de la littérature existante dans la matière.

La première étude (EDF R&D) a servi de référence pour l'estimation de la partie viable économiquement du potentiel technique (c'est-à-dire l'offre en chaleur fatale à basse température) sur base des infrastructures existantes en 2012 (cf. « Résultats sur base de l'approche top-down », §I.3.1 3). Les deux autres études ont servi pour évaluer nos résultats à la lumière des informations plus récentes sur les applications possibles de pompes à chaleur (étude IEA) et à la lumière d'une approche différente au calcul du potentiel technique/économique telle que celle de l'étude DECC.

L'étude EDF estime un potentiel technique et un potentiel économique pour la récupération des énergies fatales sur la base de la température de la chaleur résiduelle et pour les secteurs industriels français. L'étude couvre les secteurs suivants (les codes NACE en parenthèse): production de produits laitiers (10.53), sucre(10.813), autres produits alimentaires et boissons (10+11-10.5-10.813), fer, acier et alliages en fer (24.13), ciment, chaux et plâtre (23.53), produits en plastique et en caoutchouc (223), d'autres produits chimiques organiques (20.1 + 20.2 + 20.43), équipements de transport terrestre (29.1 + 29.2 + 29.3 + 30.2 + 30.93) , produits en papier. Les usages énergétiques repris sont les suivants : "Séchage", "Evaporation", "Cristallisation", "Chauffage au gaz liquide", "Distillation", "Traitement thermique" et "Réaction chimique".

Les données pour l'étude ont été recueillies via une enquête qui a permis de calculer un potentiel théorique d'énergie fatale par secteur industriel, par application et par température. Ensuite, un potentiel technique a été calculé sur base de la puissance maximale de la PAC qui pourrait être installée et sur base de la demande de chaleur dans chaque secteur et application. Finalement, un potentiel économique a été calculé comme la somme des installations qui pourraient être réalisées compte tenu des coûts d'investissement, des coûts opérationnels et des gains d'énergie.

Les résultats de l'étude EDF se retrouvent dans le tableau ci-dessous :

Secteur d'activité	60-69°C	70-79°C	80-89°C	90-99°C
Chimie organique	130	20	80	10
Agro-alimentaire	110	310	150	180
Sidérurgie	0	0	0	0
Matériaux non-métalliques	0	0	0	0
papier-carton	20	0	40	70
Autres	0	0	60	30

Total	260	330	330	290
--------------	------------	------------	------------	------------

Tableau 36 : Potentiel économique de récupération de chaleur fatale par secteur et par gamme de température en France (GWh/an)

Le passage entre potentiel technique et potentiel économique se fait sur la base de la rentabilité de l'investissement. Seules les installations ayant un temps de retour simple inférieur à 2 ans ont été retenues.

Pour le calcul du potentiel économique wallon, nous partons du scénario « statu quo » du potentiel technique. Nous avons calculé un ratio potentiel économique / consommations de combustible pour chaque secteur industriel (français) présent dans l'étude EDF. Ensuite, nous avons multiplié ces ratios par les consommations des secteurs wallons correspondants dans le scénario « statu quo ».

Cette estimation se base sur les hypothèses suivantes :

- mêmes applications de la récupération de chaleur à basse température en France et en Wallonie ;
- homogénéité des secteurs industriels entre France et Belgique, c'est-à-dire pour un même secteur industriel on a les mêmes types de productions et on utilise des procédés similaires ;
- mêmes coûts pour les investissements, les installations et la maintenance en France et en Wallonie.

Ensuite nous avons analysés les résultats pour tenir compte du différentiel de prix du gaz et de l'électricité en France et en Belgique. Pour ce faire nous avons d'abord comparés les données Eurostat sur les prix du gaz et de l'électricité pour les consommateurs industriels en France et en Belgique.

Les différentiels de prix pour les années 2010 et 2011 (les années de référence de l'étude EDF) sont clairement positifs pour l'électricité (plus chère en Belgique) et plus nuancés pour le gaz naturel (moins cher en Belgique mais seulement pour certains consommateurs). Nous avons donc choisi de modifier les résultats de l'étude EDF en prenant en compte uniquement un différentiel de prix pour l'électricité de 21%. Pour ce faire, nous avons utilisé les résultats de l'étude de sensibilité de l'étude EDF et plus précisément le cas d'un prix de l'électricité plus élevé de 21% par rapport au prix de base de l'étude. Selon cette analyse de sensibilité, les deux secteurs les plus impactés par une électricité moins chère sont le papier carton et l'agro-alimentaire, pour lesquels le potentiel économique est réduit respectivement de 45% et 5%.

II.1.2.3 Résultats

Les résultats de notre analyse du potentiel économique de récupération de chaleur fatale « basse température » par secteur et par gamme de température en Wallonie sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Le **potentiel économique total se chiffre à 93,12 GWh/an et équivaut à 31% du potentiel technique total** des secteurs étudiés.

Secteur d'activité	60-69°C	70-79°C	80-89°C	90-99°C	Total
Chimie organique	13,00	2,00	8,00	1,00	24
Agro-alimentaire	8,28	23,33	11,29	13,55	56,44
Sidérurgie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Matériaux non-métalliques	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Papier-carton	1,11	0,00	2,21	3,87	7,19
Autres	0,00	0,00	3,66	1,83	5,49

Tableau 37 : Potentiel économique de récupération de chaleur fatale par secteur et par gamme de température en Wallonie (GWh/an)

La figure ci-dessous illustre les résultats du Tableau 37 et, pour chaque secteur, montre la partie du potentiel technique qui serait économiquement viable.

III. POTENTIEL ÉCONOMIQUE DES RÉSEAUX DE CHALEUR

III.1 INTRODUCTION

L'estimation du potentiel économique des réseaux de chaleur se base sur les résultats d'une étude réalisée en 2012 par l'Université de Liège dont l'objectif était de déterminer le potentiel en réseau de chaleur sur le territoire de la Belgique⁶¹.

Dans le cadre de l'estimation de ce potentiel, les besoins thermiques constituent la donnée de base pour l'installation d'un réseau de chaleur. De manière intuitive, plus une zone a un besoin élevé en chaleur et plus de l'énergie pourra être vendue pour un même investissement. Cependant, la longueur du réseau permettant de connecter des bâtiments doit être considérée étant donné qu'au plus les consommateurs sont éloignés les uns des autres, au plus les coûts d'investissements seront élevés. Par conséquent, l'estimation du potentiel économique des réseaux doit aussi bien prendre en considération la longueur du réseau que les besoins thermiques.

L'estimation du potentiel des réseaux se base donc sur les besoins en chaleur des bâtiments résidentiels et tertiaires de chaque commune ainsi que de chaque secteur statistique⁶² à l'intérieur des communes, et de la dimension des réseaux routiers⁶³ de ces zones, pour définir des zones dont la densité de chaleur par mètre linéaire de réseau sont variables.

Notons toutefois que les fonctions industrielles n'ont pas été considérées par l'ULG dans le cadre de leur étude étant donné que leurs besoins énergétiques dépendent dans une très grande mesure des équipements présents comme des fours, des sècheurs, ..., ce qui nécessiterait une recherche spécifique. Néanmoins, le potentiel des réseaux de chaleur des bâtiments industriels peut être mis en rapport avec le potentiel des énergies fatales.

L'analyse du potentiel technique nous a renseigné que la rentabilité économique d'un réseau de chaleur était assurée si la densité linéique de ce réseau de chaleur était supérieure à 2000 kWh/m.an. Par conséquent, les zones présentant une densité inférieure à cette valeur ne contribuent pas au potentiel en réseau de chaleur.

Regarder le potentiel des réseaux de chaleur au niveau des communes permet de visualiser un potentiel global à une échelle relativement élevée. Le risque en travaillant à une échelle si grande est d'arriver à des conclusions éloignées de la réalité de terrain.

⁶¹ Evaluation du besoin de cogénération en Belgique dans la perspective des plans 2020-2030, H Pacot Pierre-Emmanuel, 2012

⁶² « Le secteur statistique est l'unité territoriale de base qui résulte de la subdivision du territoire des communes et anciennes communes par l'Institut national de Statistique pour la diffusion de ses statistiques à un niveau plus fin que le niveau communal. Il a été créé pour le Recensement de la Population et des Logements de 1970 et redessiné pour le recensement de 1981 sur base de caractéristiques structurelles d'ordre social, économique, urbanistique ou morphologique. Il a été retouché pour l'Enquête socio-économique de 2001 afin d'épouser les modifications des limites communales et afin d'intégrer les grandes modifications de l'utilisation du sol. » Statbel 2011

⁶³ Pour approcher le potentiel des réseaux de chaleur, le réseau des rues est utilisé à la place de la longueur des futurs réseaux.

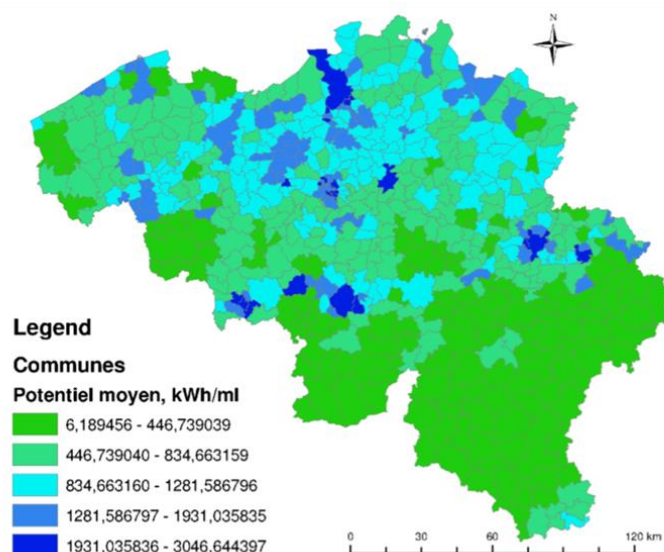


Figure 63 : Potentiel économique des réseaux de chaleur par commune

Cette approche a permis de mettre en évidence 19 communes belges, dont 7 communes wallonnes caractérisées par un besoin de chaleur par mètre linéaire supérieur à 2000 kWh/an.m. Le tableau ci-dessous reprend les valeurs chiffrées de ces 19 communes.

Nom des communes	Surfaces des communes, km ²	Nombre de bâtiment	Besoins totaux, GWh	Potentiel en réseau de chaleur, kWh/km	Densité de rues, km/km ²
JETTE,	5,20	7789	492,99	3046,64	31,13
ST-JOSSE-TEN-NOODE	1,16	3511	189,82	3001,68	54,46
ST-GILLES	2,51	7598	322,95	2967,12	43,33
SAINT-NICOLAS	6,88	9736	201,90	2896,71	10,13
COLFONTAINE	13,78	10986	239,37	2577,03	6,74
FRAMERIES	26,12	10847	303,93	2570,15	4,53
IXELLES	6,42	14766	558,59	2539,17	34,27
MORTSEL	7,78	8856	228,97	2408,78	12,23
SCHAARBEEK	7,92	19567	752,43	2358,11	40,29
ETTERBEEK	3,19	8048	336,45	2332,07	45,17
ANTWERPEN	203,84	125849	4199,25	2298,36	8,96
NIEL	5,31	4138	77,79	2251,00	6,51
CHARLEROI	102,97	89569	2320,32	2240,53	10,06
LIEGE	68,61	65470	1829,56	2181,61	12,22
LEUVEN	57,61	35743	1189,75	2154,83	9,58
BOUSSU	20,08	10311	254,71	2153,78	5,89
LIEDEKERKE	10,09	6109	127,45	2133,22	5,92
HEMIKSEM	5,52	4262	79,59	2095,92	6,88
BERCHEM-STE-AGATHE	2,97	4879	163,15	2079,31	26,37
LA LOUVIERE	64,25	36781	910,41	2011,28	7,04

Figure 64 : Communes belges avec un potentiel en réseau de chaleur

Au sein des communes, la même approche a été effectuée à l'échelle des secteurs statistiques. Par ce découpage plus précis, un vrai potentiel économique des réseaux de chaleur a pu être estimé. En effet, au plus le découpage est fin, au plus l'analyse est pertinente. La somme des besoins de ces différentes zones favorables donne in fine un potentiel économique à l'échelle de la Région.

La figure ci-après illustre le détail des secteurs statistiques favorables pour la commune de Liège

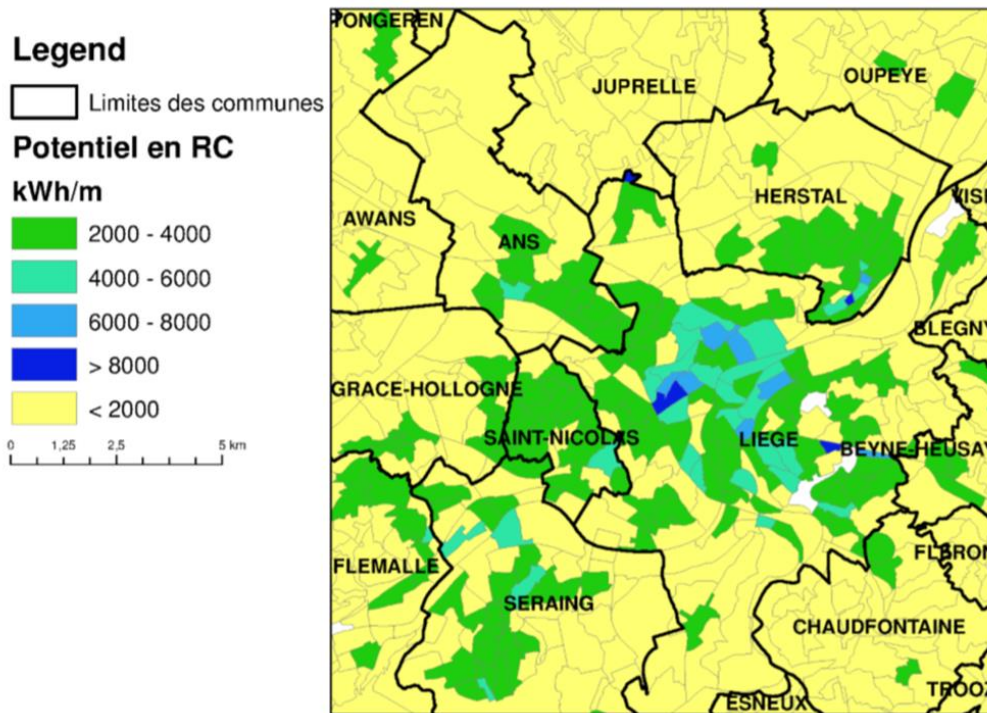


Figure 65 : Potentiel des réseaux de chaleur aux alentours de la commune de Liège

Au final, la Région wallonne possède **940 secteurs statistiques** avec un besoin linéaire supérieur à 2.000 kWh/an.m, représentant un potentiel énergétique de **13.733 GWh**. Ce potentiel est logiquement concentré autour des villes les plus importantes (les plus denses).

Dans ces 940 secteurs statistiques, on dénombre 399.549 bâtiments résidentiels et 47.286 bâtiments tertiaires. Les bâtiments résidentiels représentent dès lors 89% de ce potentiel, contre 11% pour le secteur tertiaire.

Notons que suite à la rénovation du parc bâti (rénovations et nouvelles constructions), ce potentiel théorique aura tendance à diminuer au fil des ans, étant donné l'augmentation de la performance énergétique du parc.

50% des secteurs statistiques favorables sont regroupés dans 9 communes, reprises dans la figure ci-après

Nom de la commune	Nombre de secteur, -	potentiel en RC, GWh	Potentiel cumulé, GWh	Potentiel cumulé relatif
Liège	100	1.811	1.811	13,2%
Charleroi	121	1.690	3.501	25,5%
La Louvière	52	739	4.240	30,9%
Mons	43	681	4.921	35,8%
Namur	36	538	5.458	39,7%
Mouscron	21	489	5.948	43,3%
Seraing	28	435	6.383	46,5%
Verviers	22	378	6.761	49,2%
Herstal	25	295	7.056	51,4%
Total en Wallonie	940	13.733	-	-

Figure 66 : Potentiel des réseaux de chaleur des 9 communes rassemblant le plus de secteurs statistiques

III.2 CONCLUSIONS

Les réseaux de chaleur peuvent posséder un intérêt économique à long terme mais la décision d'investissement doit s'envisager au cas par cas, en fonction des configurations typologiques, techniques et décisionnelles.

Configuration typologique :

- Les études de cas indiquent clairement un seuil minimum de besoin de chaleur de l'ordre de 1 MW pour envisager un réseau de chaleur.
- Dans les bâtiments existants, les besoins de chauffage sont relativement élevés en raison des enveloppes thermiques peu performantes.
- Dans les nouvelles constructions, les faibles besoins de chaleur conduisent à nécessiter des projets de grande taille ou de projets mixtes au niveau des affectations pour permettre d'atteindre le seuil critique de puissance nominale, apte à justifier l'intérêt d'un réseau de distribution.

(Ex: Bella Vita à Waterloo : 87 maisons / 182 appartements / 1 crèche / 1 épicerie / 1 restaurant / 1 résidence-service / 1 maison de repos / 1 centre médical / 1 piscine / 1 gymnase)

Configuration technique : Un réseau sera d'autant plus rentable qu'il est dense et qu'il est facile à mettre en place, au niveau des impétrants (sol meuble, non minéralisé, synergies avec autres impétrants).

Configuration décisionnelle :

- Un réseau sera d'autant plus aisé à développer que le nombre de décideurs est faible, ou qu'un avant-projet a été réalisé de manière claire d'un point de vue technique et financier.
- Un des paramètres observés est l'implication d'un exploitant technique agissant comme investisseur dans ce type de réalisation, le remboursement s'opérant par la facturation de chaleur aux utilisateurs.
- En cas de projet neuf, nécessitant l'octroi du concession ou servitude de passage sur le domaine public, il est indispensable qu'un accord en amont du projet soit obtenu entre divers acteurs-clés :
 - L'Administration compétente (Ville/Commune)
 - L'Inter-Communale (GRD)
 - Le Promoteur
 - Le Producteur et fournisseur de chaleur

Chapitre 7

Stratégie de développement des potentiels économiques

I. ANALYSES SWOT

Cette section reprend au sein d'analyses SWOT les différents éléments du contexte technico-économique de la Wallonie jouant en faveur et/ou défaveur du développement de la cogénération (tableau 1), des réseaux de chaleur (tableau 2) et de l'offre d'énergie fatale (tableau 3).⁶⁴

TABLEAU 1 : ANALYSE SWOT DE LA COGENERATION

FORCES	FAIBLESSES
<p>Axe économique :</p> <ul style="list-style-type: none">• Mécanisme de certificats verts : mécanisme de soutien majeur à la cogénération de qualité permettant une économie de 10% des émissions de CO₂.• Mécanisme d'aides à l'investissement mis en place par les Pouvoirs publics au sein de la Région wallonne (les accords de branche pour le secteur industriel, UREBA⁶⁵ dans le secteur public, AMURE⁶⁶ ainsi que les aides UDE⁶⁷).	<p>Axe économique :</p> <ul style="list-style-type: none">• CAPEX & OPEX élevés• Prix de la micro-cogénération : Bien que la micro-cogénération constitue une technologie disponible pour répondre aux besoins particuliers du résidentiel, cette dernière s'avère relativement chère par rapport au prix du kWh.• La cogénération représente un investissement supplémentaire par rapport à une chaufferie classique puisqu'elle ne remplace pas celle-ci (nécessité d'un back-up).• La technologie étant plus complexe qu'une simple chaudière, elle demande un suivi et des coûts d'exploitation plus importants.• Problème de revente d'électricité : Il existe diverses complexités administratives et juridiques portant sur l'impossibilité de distribuer l'électricité produite à d'autres établissements voisins sans devoir s'affranchir d'une série d'obligations administratives et techniques telles que l'obligation de passer par le réseau de distribution.• Besoin de mécanisme de support financier pour activer le potentiel technique : Avec une contrainte économique de temps de retour de 2 ans pour l'industrie et de 5 ans pour le tertiaire, sans soutien des certificats verts, le potentiel économique de la cogénération est très faible par rapport au potentiel technique, autour des 15%. Notons toutefois qu'il est plus élevé pour le tertiaire (41%) que pour l'industrie (9%).

⁶⁴ Il convient d'indiquer qu'il n'y a pas d'analyses SWOT qui ont réalisées pour les technologies répondant aux besoins de froid de la Wallonie étant donné qu'ils sont nettement inférieurs aux besoins thermiques. Pour plus d'informations à ce sujet, voir le chapitre 1.

⁶⁵ Les subventions UREBA sont destinées à soutenir certains organismes qui veulent réduire la consommation énergétique de leurs bâtiments.

⁶⁶ Le Service public de Wallonie accorde une subvention aux entreprises pour la réalisation d'audits et d'études énergétiques.

⁶⁷ Il s'agit d'aides à l'investissement spécifique pour l'Utilisation Durable de l'Energie.

<p>Axe technique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Production décentralisée d'électricité : les installations de cogénération sont implantées/réparties au cœur du réseau de transport/distribution. Elles contribuent donc à réduire les pertes de transport/distribution et, bien coordonnées, participent à la fiabilité du réseau électrique ou portions de celui-ci. • Technologie éprouvée : la technologie de la cogénération est maîtrisée en particulier les grandes puissances qui existent au sein de la Région wallonne. Le secteur des petites puissances et plus spécifiquement les machines domestiques (micro-cogénération) en est, quant à lui, à ses débuts. • Autonomie de la production de chaleur et d'électricité – diminution de la dépendance énergétique. • Permet de valoriser des combustibles renouvelables 	<p>Axe technique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Complexité : Pour fonctionner de manière optimale, une cogénération nécessite une intégration soignée au sein d'un circuit existant, un suivi quasi quotidien, des entretiens réguliers. Une cogénération n'est pas pilotée par « un dispatching central » et sa connexion doit donc se faire dans les Règles de l'Art pour assurer la sécurité des équipements et des personnes. • Difficultés administratives liées au projet : La complexité des différentes démarches administratives (demande de permis, procédure de certification, etc.) influence le développement de la cogénération. • Emissions des fumées : Surcoûts techniques pour l'évacuation des fumées (ce ne sont pas des cheminées classiques). • Contraintes d'implantation : Nécessité de prévoir un local de chaufferie pour installer la cogénération (difficultés pour le résidentiel dans les zones urbaines à forte densité). • Difficulté d'optimiser la synchronisation des besoins en chaleur et en électricité.
---	---

OPPORTUNITES	MENACES
<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Evolution des prix de l'électricité et du gaz à la hausse pourrait jouer en faveur du développement de la cogénération (production décentralisée) au sein de la Région wallonne. • Satisfaction des besoins thermiques & d'électricité de nouveaux quartiers, d'immeubles collectifs ou de groupes de bâtiments existants ou de bâtiments tertiaires présentant des besoins thermiques et électriques importants et constants (ex. : maisons de repos, hôpitaux, hôtels, etc.). A cet égard, il convient de rappeler que le ratio entre la demande de chaleur et la demande électrique serait plus favorable à des installations de cogénération au sein du secteur tertiaire qu'au sein du secteur résidentiel. • Rentabilité économique accrue si possibilité de dimensionnement sur base électrique, mais il faut alors trouver un système flexible pour la production de chaleur. <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Apparition et généralisation des technologies nouvelles notamment relatives aux biocombustibles étant notamment encouragées par le cadre réglementaire européen et wallon. • Evolution des requis de conception des bâtiments vers le NZEB, avec recours à des « sources renouvelables à proximité », qui peut favoriser les réseaux de chaleurs au sein d'un quartier, alimentés par une cogénération biomasse. 	<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Volatilité des prix de l'énergie : investir dans une cogénération requiert une étude de faisabilité technico-économique dont les résultats vont fortement dépendre des hypothèses de prix de l'énergie sur les 10 prochaines années. • Potentiel de développement limité et peu de projets « grandes tailles » rendant la cogénération souhaitable en Wallonie ans l'hypothèse d'un dimensionnement sur les besoins thermiques des bâtiments. <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Amélioration des performances énergétiques des enveloppes au sein de la Région wallonne, limitant par conséquent les besoins thermiques des bâtiments, ce qui conduit à une diminution du potentiel économique de la cogénération. • Directive eco-design

TABLEAU 2 : ANALYSE SWOT DES RESAUX DE CHALEUR

FORCES	FAIBLESSES
<p>Axe économique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mutualisation de l'investissement permettant une économie d'échelle. • Diminution du surcoût lié à la flexibilité et à la disponibilité par mutualisation et donc lissage des besoins (réduction du surdimensionnement). <p>Axe technique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permet de satisfaire les besoins thermiques de plusieurs ménages et/ou entreprises à partir d'une unité centralisée (ex. : cogénération). Le consommateur se voit donc libéré des contraintes d'entretien et d'approvisionnement en combustibles. • Permet de valoriser des combustibles renouvelables (à grande échelle) et de faire intervenir de nouvelles technologies (ex. cogénérations, pompes à chaleur) ou de la chaleur fatale. • Diminution des contraintes d'exploitation grâce à la centralisation de l'unité de production. 	<p>Axe économique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pertinence économique n'est pas évidente : surcoût d'investissement. Il convient toutefois de faire la distinction entre les projets de constructions neuves et les projets de rénovations et d'indiquer la probable compétition entre les solutions individuelles et les solutions collectives (surtout dans le cas de la Wallonie où il y a une compétition avec le réseau de gaz naturel déjà implanté dans les zones urbaines à forte densité). • Difficultés à mobiliser un quartier ou l'ensemble d'une collectivité locale à prendre part au projet et difficultés de prise de décision commune dans le cas de multiples décideurs. • Le temps de retour sur investissement est long. Les investisseurs ont une préférence pour un temps de retour sur investissement assez court surtout quand le projet dépend de variables exogènes, comme les subsides, dont la pérennité n'est pas assurée à plus long terme. • Dépendance du collectif au réseau (en cas de pannes, les répercussions se font ressentir sur un nombre plus important d'individus et/ou entreprises). • Difficulté de promouvoir le Demand Side Management dans le cadre d'une distribution centralisée. Le réseau doit rester à température en permanence contrairement au chauffage décentralisé dont les plages d'utilisation peuvent être modulées en fonction des besoins d'un utilisateur spécifique. Ceci est le cas à la fois pour le chauffage et l'eau sanitaire. <p>Axe technique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Méconnaissance des réseaux de chaleur (impacts sur les utilisateurs ? les installateurs, etc.). • Déperdition calorifique au niveau du transport (actuellement pas d'imposition sur le niveau d'isolation des réseaux) qui affectent négativement, parfois de façon sensible, la performance énergétique des réseaux. Il convient toutefois de noter que les pertes de distribution des réseaux de chaleur de bonne qualité sont relativement faibles à condition de bien isoler les tuyaux, les vannes et le collecteur de distribution d'eau chaude. • Difficulté au niveau de la mise en œuvre du cadre juridique et contractuel (servitude, propriété, concession, contrat d'abonnement, etc.). • Difficulté, voire impossibilité, de mise en œuvre dans le cadre d'un bâti existant (notamment en fonction des problèmes d'impétrants).

OPPORTUNITES	MENACES
<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Intérêt de développer des réseaux de chaleur pour satisfaire les besoins thermiques importants (nouveaux quartiers, immeubles de bureaux, hôpitaux, maisons de retraite, piscines, etc.) en lien avec une cogénération. Une valeur cible pour envisager la création d'un réseau de chaleur est d'atteindre un besoin de chaleur de 1 MW. • Densification des réseaux permet d'en améliorer la rentabilité économique. Pour fixer un ordre de grandeur, une densité thermique de l'ordre de 3.000 kWh par an et par mètre linéaire de réseau créé est habituellement retenue comme valeur « clé » pour l'évaluation de la faisabilité économique d'un projet de réseau de chaleur. • Le développement des réseaux sera d'autant plus favorable pour un parc de bâtiments détenu par 1 seul gestionnaire immobilier ou décideur (logements sociaux, parc de bureaux avec un propriétaire, établissement scolaire avec plusieurs bâtiments, ...). • Rentabilité des réseaux de chaleur possible à condition d'être couplé avec des sources d'énergie fatale ou des sources renouvelables locales comme par exemple la géothermie, la biomasse, le solaire, etc. <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Un réseau de chaleur permet théoriquement de lisser les besoins de chaleur, via un effet d'échelle. Cela requiert cependant la mixité des profils d'utilisateurs. (ex. logements + bureaux/crèches/homes/hôpitaux/...). • Evolution des requis de conception des bâtiments vers le NZEB, avec recours à une source renouvelable à proximité. Cette évolution peut favoriser les réseaux de chaleur au sein d'un quartier, alimentés par une cogénération biomasse ou tout autre système renouvelable (ex. pompe à chaleur). 	<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Un des postes importants dans un projet de réseau de chaleur est le coût du réseau. Dès lors, la facilité d'implantation du réseau aura un impact direct sur la rentabilité du projet. Il est évident que si un réseau doit se réaliser sur un terrain herbagé et vierge d'impétrants, son coût sera moindre que s'il doit traverser une ou plusieurs routes existantes, ou bien une surface minéralisée. <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • L'amélioration de la performance énergétique des bâtiments vient limiter le potentiel technique des réseaux de chaleur au sein de la Région wallonne.

TABLEAU 3 : ANALYSE SWOT DE L'OFFRE D'ENERGIE FATALE

<u>FORCES</u>	<u>FAIBLESSES</u>
<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Production locale : autoconsommation généralement assurée puisque la chaleur excédentaire est générée lorsque le process est en fonctionnement, contribution à la réduction des pertes de transport et de distribution et par conséquent, réduction du coût associé. • Disponibilité et gratuité de l'énergie disponible • Valorisation d'une ressource qui serait autrement perdue <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Plusieurs technologies disponibles : cycle vapeur « classique », ORC et moteur vapeur. Ces technologies, en particulier grâce au développement technique de l'ORC, permettent aujourd'hui de couvrir une gamme de puissance de plus en plus large. 	<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Les coûts d'étude et de mise en œuvre restent élevés. • Potentiel économique de la chaleur récupérable est contingent : <ul style="list-style-type: none"> ○ Avec un TRS de 2 ans, le potentiel économique des énergies fatales à haute température est nul. Par conséquent, les temps de retour sur investissements sont très longs pour valoriser les énergies fatales à haute température. ○ Le potentiel économique total de récupération de chaleur fatale « basse température » est toutefois plus élevé. Il équivaut à 31% du potentiel technique total des secteurs étudiés. • Ne répond pas à un besoin de l'industriel, ne fait pas partie de son « core business ». <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Nécessité d'avoir une connaissance précise de la source de chaleur et du procédé en amont. • Variabilité de la source : certaines de ces sources peuvent être relativement variables dans le temps quantitativement mais aussi qualitativement.
<u>OPPORTUNITES</u>	<u>MENACES</u>
<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Evolution des prix de l'électricité et du gaz à la hausse pourrait jouer en faveur du développement des projets d'énergies fatales. • Les projets sont à considérer en particulier pour la construction de nouveaux quartiers : les résultats du chapitre 5 ont montré que le scénario alternatif « réseau de chaleur alimenté par de la chaleur fatale » tant au niveau du résidentiel qu'au niveau du tertiaire présentait un coût total moins important que la technologie considérée dans le scénario de base. • Possibilité de développer un nouveau marché « fournisseur de chaleur ». <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Les réseaux de chaleur sont un excellent moyen de valoriser la chaleur fatale : raccordement à des installations dégageant d'importantes quantités de chaleur fatale. 	<p><u>Axe économique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Potentiel de développement limité et peu de projets « grandes tailles » rendant les énergies fatales souhaitables en Wallonie. • Absence de soutien des pouvoirs publics et mécanisme des certificats verts inadéquats <p><u>Axe technique :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Méconnaissance hormis dans les grands secteurs concernés • La chaleur fatale est généralement d'origine industrielle, ce qui rend difficile la combinaison avec la demande résidentielle (peu voire pas de logements à proximité des industries).

II. DÉFINITION DE PISTES

Nous privilégions ci-dessous des pistes permettant de promouvoir le développement de la cogénération, des réseaux de chaleur et des énergies fatales en Wallonie dans le cadre de projets pour lesquels tant la faisabilité technique que la rentabilité économique sont confirmées.

II.1 PISTES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

- Maintenir les aides actuelles pour la cogénération (notamment certificats verts) s'avère essentiel au vu des investissements à consentir par les porteurs de projets par rapport aux solutions de référence ;
- Octroyer des certificats verts en prévoyant un multiplicateur dans le cas de projets couplant l'installation d'une cogénération avec un réseau de chaleur pour lesquels tant la faisabilité technique que la rentabilité économique sont confirmées.
- Prévoir des mécanismes d'aides dans le cas de projets de constructions neuves (ex. : nouveaux quartiers) et existantes prévoyant l'installation d'un réseau de chaleur alimenté par des énergies fatales pour lesquels tant la faisabilité technique que la rentabilité économique sont confirmées.
- Promouvoir le système du tiers investissement dans le cas de projets de cogénération et/ou réseaux de chaleur. Le tiers investisseur représente de nombreux avantages pour les porteurs de projet : pas d'investissement immédiat sur fonds propres, pas compétences techniques nécessaires, absence d'obligations de faire réaliser les actes de maintenance, etc.

II.2 PISTES JURIDIQUES

- Faciliter l'accès au réseau d'électricité et permettre une valorisation locale de l'électricité produite notamment dans le cas des logements ;
- Prévoir un cadre simple et efficace en vue de permettre la réalisation d'un dimensionnement correct des installations de cogénération des co-propriétés.

II.3 PISTES TECHNIQUES

- Améliorer et intensifier la formation relative aux techniques de cogénération ainsi qu'à la gestion/maintenance en prévoyant éventuellement des modules complémentaires dans le cadre des agréments existants (combustibles liquides et/ou combustibles gazeux). Par ailleurs prévoir une formation concernant l'installation & la maintenance des réseaux de chaleur.

II.4 AUTRES PISTES

- Prévoir un guide à destination des particuliers / entreprises reprenant les étapes à suivre dans le cadre de l'installation d'une installation de cogénération pour chacun des cas de figure envisageables.
- Organiser des séances de formation/information à l'usage des professionnels du bâtiment pour les sensibiliser aux opportunités offertes par la cogénération.
- Lever toutes les contraintes empêchant les producteurs d'électricité cogénérée en BT d'avoir accès au marché de l'énergie pour la revente des surplus non autoconsommés : transparence des prix, comptage, grid code, obligations de délestages en cas de contraintes.

