



**ETUDE DE POTENTIALITE
ET DE FAISABILITE ENERGETIQUE**

QUARTIER DE LA GARE

COMPIEGNE & MARGNY-LES-COMPIEGNE

Juin 2020

TABLE DES MATIERES

1	INTRODUCTION	4
2	RAPPEL DES OBJECTIFS	4
2.1	Objectifs de l'aménagement en matière d'énergie	4
2.2	Objectifs de l'étude	4
3	BESOINS ENERGETIQUES DU QUARTIER.....	5
3.1	Méthodologie de travail.....	5
3.2	Hypothèses de calculs	6
3.2.1	Performances énergétiques	6
3.2.2	Estimation des besoins de chauffage, ECS et Froid	9
3.2.3	Usages électriques.....	10
3.2.4	Synthèse des consommations par m ²	12
3.3	Synthèse des résultats.....	13
3.3.1	Scénario E3	13
3.3.2	Scénario Passivhaus.....	15
3.3.3	Scénario retenu	16
4	ETUDE PRELIMINAIRE D'OPPORTUNITES.....	17
4.1	Gisements d'énergie.....	17
4.2	Réseau électrique.....	17
4.3	Réseau de gaz	17
4.4	Réseau de chaleur	18
4.5	Potentiel éolien	19
4.6	Potentiel solaire	20
4.6.1	Solaire thermique	20
4.6.2	Capteur Moquette.....	22
4.7	Solaire photovoltaïque	24
4.7.1	Potentiel	24
4.7.2	Technologie	25
4.7.2.1	Avantages.....	25
4.7.2.2	Inconvénients	25
4.7.3	Production décentralisée	26
4.7.4	Autoconsommation et raccordement au réseau	28
4.8	Méthanisation	33
4.8.1	Tryon, start-up française	34
4.8.2	Etude de potentiel.....	37
4.9	Potentiel géothermique, hydrothermique.....	39
4.9.1	Type de solution géothermique	39
4.9.2	Contexte géothermique du site.....	43
4.9.3	Approche de dimensionnement de la géothermie.....	44

4.10	Potentiel aérothermique.....	48
4.11	Potentiel hydroélectrique	49
4.12	Potentiel en biomasse combustible	49
4.13	Potentiel de récupération de chaleur sur les eaux usées	53
4.13.1	Système centralisé	53
4.13.2	Système décentralisé	55
4.14	Potentiel de récupération de l'énergie fatale	56
4.15	Esquisse des scénarios d'opportunité de développement des EnR.....	57
4.15.1	Synthèse des potentiels	59
4.15.2	Échelles de mobilisation des énergies.....	61
5	SYNTHESE DU DIAGNOSTIC.....	62
6	ETUDE DES SCENARIOS	63
6.1	Périmètre de l'étude de faisabilité.....	63
6.2	Hypothèses.....	63
6.2.1	Performance de l'enveloppe	63
6.2.2	Coût de l'énergie	63
6.2.3	Subventions	64
6.2.4	Incidence carbone	64
6.2.5	Coût global.....	64
6.2.6	Réseau de chaleur	64
6.3	Les scénarios.....	64
6.3.1	Scénarii de référence - SR.....	64
6.3.2	Scénario réseau de chaleur bois – étude de dimensionnement	65
6.3.3	Scénario géothermie	70
6.4	Etude comparative des scénarios.....	72
6.4.1	Investissement.....	72
6.4.2	Consommation globale et coût énergétique.....	74
6.4.3	Coût environnemental des solutions.....	75
6.4.4	Réflexion en coût global	75
7	CONCLUSION.....	79

1 INTRODUCTION

Suivant l'article L128-4 du Code de l'urbanisme, « toute action ou opération d'aménagement telle que définie à l'article L.300-1 et faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération ».

Les choix réalisés dans le cadre d'un aménagement engageant la collectivité et les occupants sur plusieurs dizaines d'années. En matière d'énergie, ces choix ont une conséquence directe sur le coût pour les usagers, l'impact sur le climat et sur l'environnement. Ces choix doivent donc être justifiés par une analyse objective, prenant en compte **les investissements, les coûts d'exploitations/maintenance et les avantages et inconvénients de chaque énergie renouvelable**.

L'objectif de cette première étude est donc d'évaluer le plus en amont possible un à deux scénarios de développement des énergies renouvelables les plus pertinents sur un territoire donné suivant son usage, sa taille, sa densité, le contexte local et les priorités fixées par le maître d'ouvrage en termes d'objectifs à atteindre en matière d'énergie.

Le présent document comprend une première phase, à savoir un diagnostic et l'étude de potentiel en matière d'énergies renouvelables mobilisables pour les communes de Compiègne et de Margny-lès-Compiègne et plus précisément le quartier de la gare, dans le cadre des études de renouvellement urbain de cette zone.

L'étude ENR a été complétée par une seconde phase, qui en fonction des scénarii énergétiques retenus et des énergies renouvelables les plus pertinentes, sera d'établir une faisabilité énergétique et économique de chaque énergie renouvelable, par rapport à un niveau de référence.

2 RAPPEL DES OBJECTIFS

2.1 Objectifs de l'aménagement en matière d'énergie

L'Agglomération de la Région de Compiègne souhaite développer un projet de renouvellement urbain ambitieux sur le secteur de la Gare sur les communes de Compiègne et Margny-lès-Compiègne avec pour but d'intégrer de façon innovante les dimensions énergétiques et environnementales.

Cette démarche permettra notamment de diminuer les dépenses des ménages liées à l'énergie et d'améliorer le reste à vivre. L'objectif est donc de produire une énergie renouvelable au service du budget des ménages et d'exploiter les énergies renouvelables disponibles pour le chauffage des logements mais également des locaux tertiaires. Par ailleurs, il s'agit de s'inscrire ici dans une démarche de sobriété énergétique et de répondre aux objectifs de la démarche d'écoquartier.

2.2 Objectifs de l'étude

L'objectif de l'étude est d'identifier le potentiel de mobilisation des énergies renouvelables et de récupération à l'échelle du nouvel aménagement du quartier, à partir des besoins énergétiques déterminés. Afin de répondre au Code de l'Urbanisme, cette étude devra évaluer la faisabilité technique, économique et juridique des différentes solutions et comprendra obligatoirement une réflexion sur la création ou l'extension d'un réseau de chaleur ou de froid alimenté par des ENR.

L'étude sera réalisée en deux temps :

- Temps 1 :
 - Estimation des besoins énergétiques du quartier en fonction du plan de phasage
 - Étude d'opportunités, qui vise à établir une première esquisse des pistes représentant le potentiel le plus intéressant compte tenu des caractéristiques de l'aménagement

pour chaque ENR ;

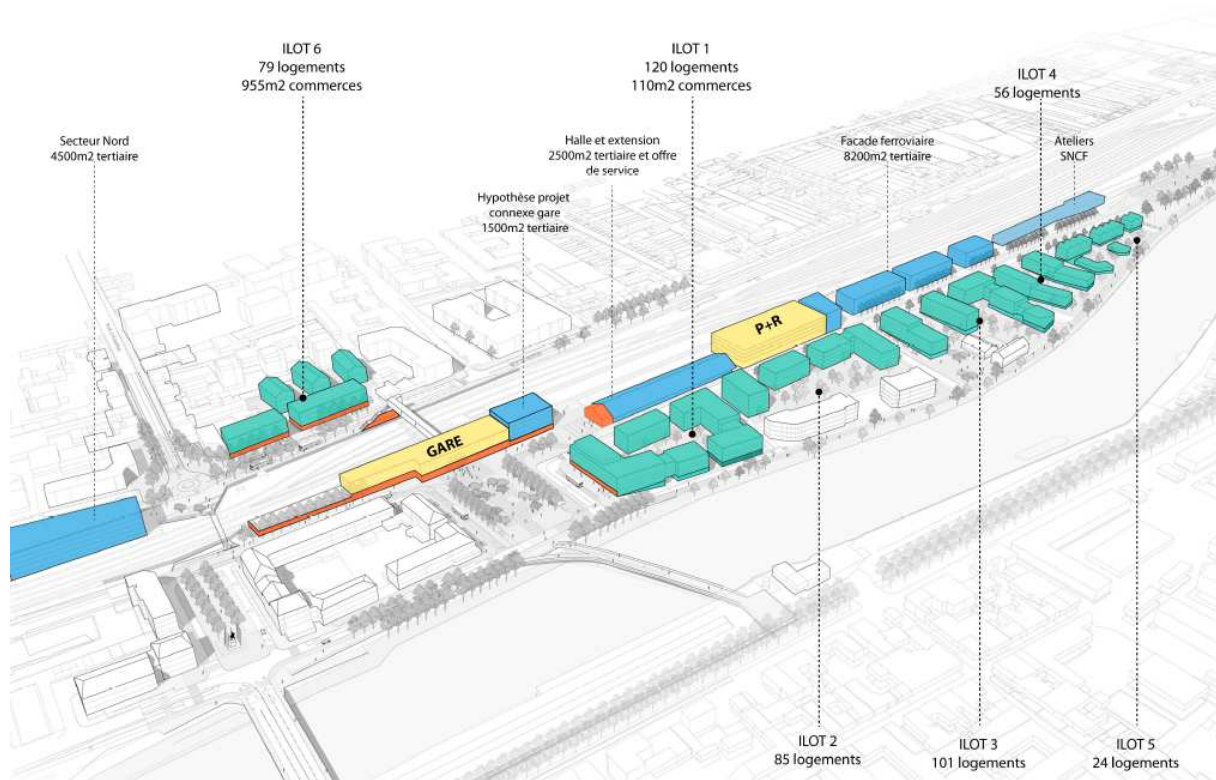
- Temps 2 : étude de faisabilité, qui vise à déterminer un à deux des meilleurs scénarios et à évaluer leur faisabilité en comparaison avec une solution de référence.

3 BESOINS ENERGETIQUES DU QUARTIER

3.1 Méthodologie de travail

La première étape de l'étude ENR a consisté à déterminer les besoins énergétiques du quartier, en fonction du phasage de l'opération et du niveau de performance recherché.

Ces besoins ont été calculés uniquement pour les bâtiments du nouveau quartier de la gare.



Plan du périmètre de l'étude

À partir du phasage prévu actuellement, nous avons commencé par dresser la liste de chaque îlot / bâtiment consommateur d'énergie pour chacune des phases. Cela nous a permis par la suite d'estimer les besoins énergétiques phase par phase.

Les besoins évalués sont :

- Le chauffage et de l'ECS pour l'ensemble des îlots
- Le froid pour les commerces et les bureaux tertiaires
- La consommation électrique des bâtiments publics.

Le froid a été déterminé notamment par rapport à un développement de la géothermie

L'estimation des consommations des constructions neuves a été déterminée par rapport à des scénarios de performances énergétiques.

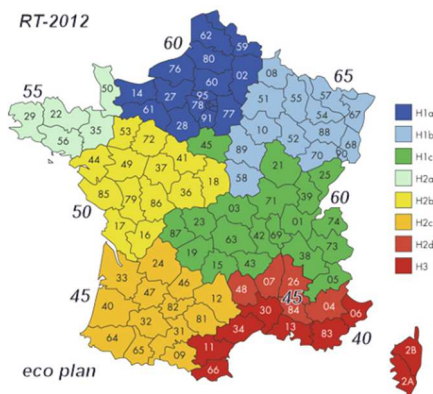
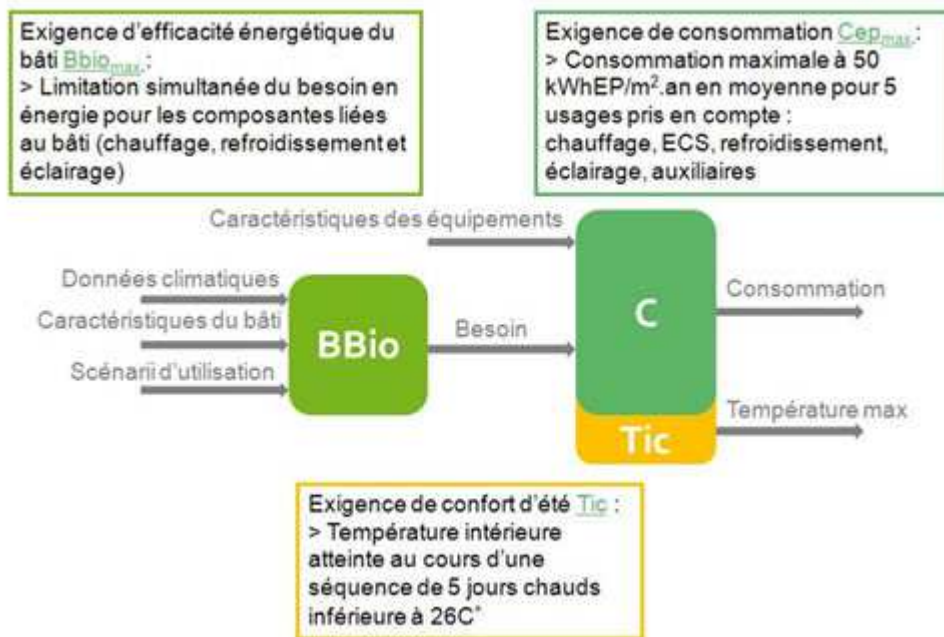
3.2 Hypothèses de calculs

3.2.1 Performances énergétiques

Les besoins des constructions neuves ont été estimés sur la base de différents niveaux de performances réglementaires de demain en prévision des exigences de la réglementation thermique 2020. Le calcul réglementaire se base, au jour d'aujourd'hui, sur 3 coefficients :

- Exigence d'efficacité énergétique bioclimatique définie par le coefficient B biomax ;
- Exigence de consommation conventionnelle maximale d'énergie primaire ou coefficient Cep max = 50 kWh/(m²/an) en moyenne ;
- Exigence d'un confort d'été assuré, calculé avec le coefficient Ticref qui représente la température intérieure à ne pas dépasser.





A noter : en fonction de la typologie de bâtiment, son positionnement géographique (H1a à H3), le bruit (CE1 et CE2), le nombre d'étage, le Cepmax sera différent.

Compiègne se situe en zone H1a.

• Niveau E+/C- :

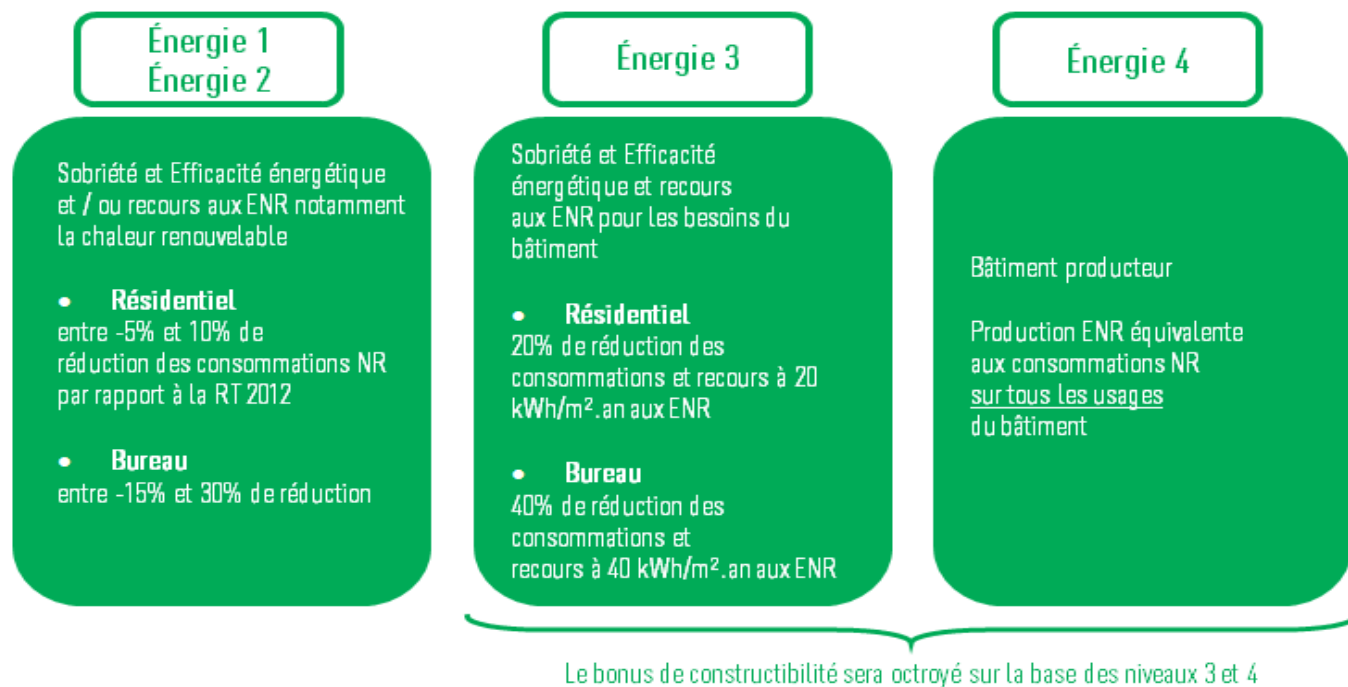
- C'est le nouveau label « Bâtiments à Energie Positive & Réduction Carbone » qui préfigure la future réglementation énergétique et environnementale du bâtiment dont la mise en application est initialement prévue pour 2020. Le décret du 21 décembre 2016 et l'arrêté du 10 avril 2017 précisent par ailleurs que les constructions publiques doivent être exemplaires et mettre en application « autant que possible » le niveau E3C1.



- C- correspond à la mesure de la réduction de l'impact carbone dans les choix constructifs (type de matériaux, localisation des matériaux et impact transport...)
- E+ correspond à l'Énergie dite réglementaire prenant en compte les 5 usages définies par la réglementation thermique (Chauffage, ECS, Auxiliaire, Éclairage, Froid), mais aussi les usages dits non réglementaires comme l'informatique ou l'électroménager.

Nota : Dans notre faisabilité, c'est le niveau E que nous ciblons.

Le niveau E+C- se décompose selon 4 niveaux de performances énergies. Les données ci-dessous donnent une comparaison par rapport à des projets à la RT 2012 :



- Les niveaux E2, E3 et E4 correspondent aux nouveaux labels énergétiques :



E2C1



E3C1 avec production ENR



E4C1 avec production ENR

- **Niveau Passiv Haus :**

- Il s'agit du niveau correspond à la labellisation Passiv Haus, labellisation allemande qui demande les exigences ci-dessous :
 - Consommation de chaud < 15 kWh_{eff}/m².an
 - Ou puissance inférieure à 10 W/m²
 - Consommation en énergie primaire < 120 kWh_{ep}/m².an, prenant en compte tous les usages
 - Perméabilité à l'air inférieure < 0,6 sous 50 pa.



Passivhaus



	CLASSIC	PLUS	PREMIUM
Conso EP-R	≤ 60 kWh/(m ² .a)	≤ 45 kWh/(m ² .a)	≤ 30 kWh/(m ² .a)
Conso EP non renouvelable	≤ 120 kWh/(m ² .a)		
Production ENR		≥ 60 kWh/(m ² .soi.a)	≥ 120 kWh/(m ² .soi.a)
Étanchéité à l'air	0,6 h ⁻¹	0,6 h ⁻¹	0,6 h ⁻¹
Besoin de chauffage	15 kWh/(m ² .an)	15 kWh/(m ² .an)	15 kWh/(m ² .an)

Pour atteindre ces performances, il est nécessaire de surisoler l'enveloppe chauffée du bâtiment. Ce niveau d'exigence a en moyenne +5% sur le coût de construction.

- **Etude des besoins de performance énergétique envisagés**
 - Niveau E3 + ECS collective : pour ce scénario, il est visé un niveau E3 (E+/C-) et les consommations en eau chaude des logements sont assurés par le réseau de chaleur
 - Niveau Passiv Haus : il est visé un niveau besoin de chauffage inférieure à 15 kWh_{eff}/an

3.2.2 Estimation des besoins de chauffage, ECS et Froid

Les besoins de chauffage, ECS, et froid pour les bâtiments tertiaires sont issus de retours d'expériences sur des simulations thermiques dynamiques, de projets similaires en termes de performances. Les besoins ont été majorés de 20 % sur la base de ces calculs selon nos retours d'expériences.

Ils prennent en compte aussi les rendements de distributions, d'émissions, et de régulations suivantes :

- Chauffage
 - Émission : 0,95
 - Distribution : 0,95
 - Régulation : 0,95
- ECS
 - Stockage : 0,95
 - Distribution : 0,85
 - Régulation : 0,95

Les besoins de chauffage des logements proviennent de retours d'expériences sur des études thermiques règlementaires. Ces études ne représentant pas la réalité, par rapport au taux d'occupation et aux consignes de température notamment, les résultats ont été majorés par 2.

L'enveloppe prise en compte présente les niveaux de performances suivants :

- Paroi verticale : isolation par l'extérieur, $U_p = 0,15 \text{ W/m}^2.K$
- Toiture : isolation par l'extérieur, $U_p = 0,1 \text{ W/m}^2.K$
- Dalle basse : isolation par l'extérieur, $U_p = 0,2 \text{ W/m}^2.K$
- Menuiseries, pose en précadre $U_w = 1,3 \text{ W/m}^2.K$

3.2.3 Usages électriques

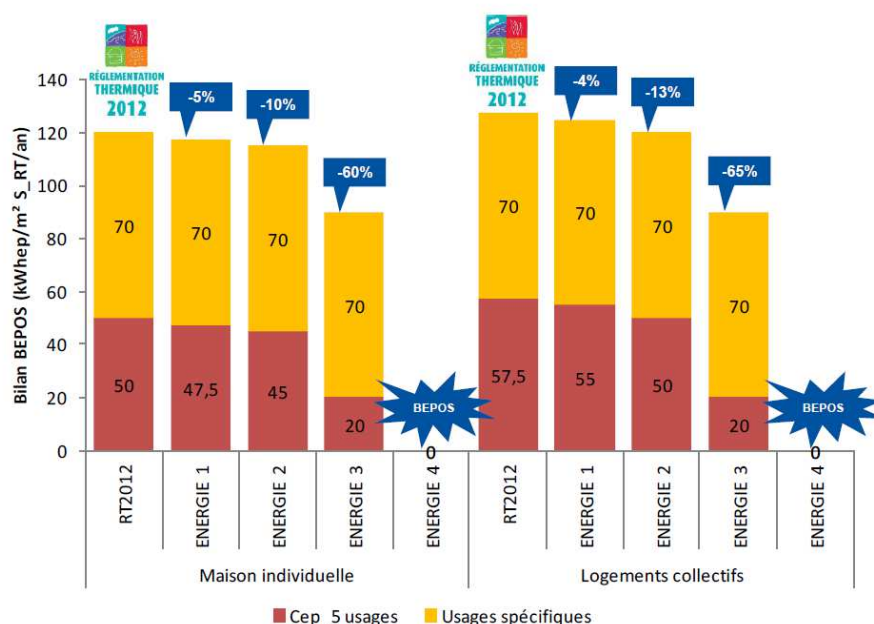
Ces usages concernent l'éclairage, la ventilation, les auxiliaires de distributions, mais aussi les usages immobiliers (éclairage des parties communes, ascenseurs ...) et mobiliers (électroménager, multimédia...).

Les consommations de l'éclairage, de la ventilation et des auxiliaires de distribution proviennent de retours d'expériences sur des études thermiques réglementaires, par rapport à des projets similaires. Les consommations réglementaires ne représentant pas la réalité, un facteur de sécurité de 30% a été appliqué pour les logements et les bâtiments tertiaires.

A cela s'ajoute les consommations immobilières qui sont les consommations non prises en compte dans une étude thermique réglementaire. Il s'agit entre autres :

- De l'électricité du parking et des ascenseurs (si y a) ;
- De l'informatique ;
- De l'électroménager ;
- De tout autre poste consommateur en énergie (machine à boisson, aquarium).

Ces consommations sont répertoriées dans la partie autres usages du tableau des besoins. Ce poste peut être plus consommateur que les autres postes de la réglementation thermique.



Immeuble collectif d'habitation de catégorie CE1 comprenant 4 niveaux et un parking souterrain, construit en zone H1a après le 31 décembre 2017

	5 usages	Autres usages	prod	Bilan bepos
RT 2012	60	(79,5)	0	(129,5)
BEPOS Effinergie 2013	48	70	47,85	70,15
E1	47,5	79,5	0	127
E2	42,5	79,5	0	122
E3	40	79,5	20	99,5
E4		79,5	79,5	0

Immeuble de bureaux de catégorie CE2 comprenant 4 niveaux et un parking souterrain, construit en zone H1a

	5 usages	Autres usages	prod	Bilan bepos
RT 2012	110	(100)	0	(210)
BEPOS Effinergie 2013	66	100	57,4	130,6
E1	51	76,9	0	127,9
E2	42	76,9	0	118,9
E3	36	76,9	40	72,9
E4		76,9	79,6	0

Les consommations immobilières ont été calculées par rapport à des retours d'expérience et par rapport aux données réglementaires.

Maison individuelle	29	Restauration 1 repas/jour 5j/7	0
Logement collectif	27	Restauration scolaire - 1repas/jour 5j/7	0
Bureau	26	Restauration scolaire - 3repas/jour 5j/7	0
Etablissement accueil petite enfance	6	Restauration 2 repas/jour 7j/7	0
Enseignement primaire	3	Restauration 2 repas/jour 6j/7	0
Enseignement secondaire (partie jour)	8	Restauration commerciale en continu	0
Enseignement secondaire (partie nuit)	0	Etablissement sportif scolaire	0
Enseignement Université	9	Etablissement sportif municipal ou privé	0
Foyer de jeunes travailleurs	10	Etablissement sanitaire avec hébergement	17
Cité Universitaire	8	Hôpital (partie nuit)	17
Hôtel 0*,1* (partie nuit)	9	Hôpital (partie jour)	11
Hôtel 2* (partie nuit)	7	Industrie 3*8h	14
Hôtel 3* (partie nuit)	12	Industrie 8h à 18h	7
Hôtel 4* et 5* (partie nuit)	12	Tribunal	27
Hôtel 0*,1* et 2* (partie jour)	31	Transport-aérogare	0
Hôtel 3*,4* et 5* (partie jour)	19	Commerces	90

Ces besoins ont été calculés principalement pour dimensionner des solutions de production d'électricité photovoltaïque. L'autoconsommation collective dans le cadre de logements collectifs et directement à destination des occupants est encore expérimentale, c'est pourquoi les besoins propres aux appartements n'ont pas été pris en compte, hors ceux concernant les parties communes. Les besoins en électricité spécifiques des bâtiments commerciaux étant très dépendant du type de commerces installés, ils n'ont pas été pris en compte non plus.

3.2.4 Synthèse des consommations par m²

Les tableaux ci-après permettent de donner les besoins de chaque équipement en chauffage, eau chaude sanitaire et eaux froides.

3.2.4.1 Niveau E3

Usage	Niveau de perf	Origine donnée chauff. / ECS	Besoin kWh/m ² .an	Chauff kWh/m ² .an	Clim kWh/m ² .an	ECS kWh/m ² .an	Eclairage kWh/m ² .an	Ventil kWh/m ² .an	Auxiliaire kWh/m ² .an	Autres kWh/m ² .an
Logements	E3	RT	88,9	29,2	0,0	25,1	2,0	0,9	0,7	31,0
Bureaux	E3	STD	86,0	29,1	9,0	2,1	7,3	7,9	0,6	30,0
Commerce	E2/E3	E3	183,2	28,5	62,7	11,15	278,72	278,72	2,2	92

3.2.4.2 Niveau Passiv Haus

Usage	Niveau de perf	Origine donnée chauff. / ECS	Besoin kWh/m ² .an	Chauff kWh/m ² .an	Clim kWh/m ² .an	ECS kWh/m ² .an	Eclairage kWh/m ² .an	Ventil kWh/m ² .an	Auxiliaire kWh/m ² .an	Autres kWh/m ² .an
Logements	Passif	PHPP	77,7	18,0	0,0	25,1	2,0	0,9	0,7	31,0
Bureaux	Passif	STD	74,9	18,0	9,0	2,1	7,3	7,9	0,6	30,0
Commerce	E2/E3	E3	183,2	28,5	62,7	11,15	278,72	278,72	2,2	92

3.3 Synthèse des résultats

3.3.1 Scénario E3

	Nbr de logts	Nombre d'étage	Programme	SDP	Chauffage	Puissance Chauffage	Froid	ECS	Puissance ECS	Eclairage	Ventilation	Auxiliaire	Autre
Logements				m ²	MWhef/an	kW	MWhef/an	MWhef/an	kW	MWhef/an	MWhef/an	MWhef/an	MWhef/an
Ilot 1					268	191	65	216	307	307	298	8	349
Bâtiment A	46	R+4 / R+3	logement	3243	95	68	0	81	108	6,54	3,00	2,29	101
			Commerces	642	18	13	40	7	21	179	179	1,41	59
Bâtiment B	23	R+4	logement	1606	47	33	0	40	54	3,24	1,48	1,13	50
			Commerces	401	11	8	25	4	13	112	112	0,88	37
Bâtiment C	47	R+4/3	logement	3315	97	69	0	83	111	6,68	3,06	2,34	103
Ilot 2					185	132	0	159	211	13	6	4	197
Bâtiment D	25	R+3	logement	1758	51	37	0	44	59	3,54	1,62	1,24	55
Bâtiment E	21	R+4	Logements	1435	42	30	0	36	48	2,89	1,33	1,01	44
Bâtiment F	45	R+4 / R+3	Logements	3147	92	66	0	79	105	6,34	2,91	2,22	98
Ilot 3					206	147	0	177	235	14	7	5	218
Bâtiment G	33	R+3	Logements	2328	68	49	0	58	78	4,69	2,15	1,64	72
						0							
Bâtiment H	27	R+3	Logements	1911	56	40	0	48	64	3,85	1,76	1,35	59
						0							
Bâtiment I	40	R+3 / R+2	Logements	2802	82	58	0	70	93	5,65	2,59	1,98	87
Ilot 4					160	114	0	137	183	11	5	4	170
Bâtiment J	33	R+3 / R+2	Logements	2309	67	48	0	58	77	4,65	2,13	1,63	72
Bâtiment K	18	R+2	Logements	1256	37	26	0	31	42	2,53	1,16	0,89	39
Bâtiment L	8	R+2	Logements Intermédiaire	511	15	11	0	13	17	1,03	0,47	0,36	16
Bâtiment M	8	R+2	Logements Intermédiaire	511	15	11	0	13	17	1,03	0,47	0,36	16
Bâtiment N	4	R+2	Logements Intermédiaire	257	7	5	0	6	9	0,52	0,24	0,18	8
Bâtiment O	4	R+1	Logements Indiv groupé	437	13	9	0	11	15	0,88	0,40	0,31	14
Bâtiment P	2	R+1	Logements Indiv groupé	204	6	4	0	5	7	0,41	0,19	0,14	6

lot 5 (Nord)					126	90	38	100	145		175	4	4	171
Bâtiment R	26	R+3	Logements	1806	53	38	0	45	60		3,64	1,67	1,27	56
			Commerces	602	17	12	38	7	20		168	0,56	1,32	55
Bâtiment S	8	R+2	Logements Intermédiaire	636	19	13	0	16	21		1,28	0,59	0,45	20
Bâtiment T	10	R+2	Logements Intermédiaire	778	23	16	0	20	26		1,57	0,72	0,55	24
Bâtiment U	12	R+2	Logements Intermédiaire	517	15	11	0	13	17		1,04	0,48	0,36	16
Tertiaire					466	333	144	34	534		116	110	8	417
Bati A1		R+4	Tertiaire	3813	111	79	34	8	127		27,67	30,17	2,26	114
Bati A2		R+4	Tertiaire	2665	78	55	24	6	89		19,34	21,08	1,58	80
Bati A3		R+4	Tertiaire	1798	52	37	16	4	60		13,05	14,23	1,06	54
Bati B1		R+4	Tertiaire	4174	122	87	38	9	139		30,29	33,02	2,47	125
Hypothèse projet connexe SNCF?		R+3	Tertiaire	1445	42	30	13	3	48		10,48	11,43	0,86	43
Halle		Rdc / Mezzanine	Tertiaire	2007	58	42	18	4	67		14,56	15,88	1,19	60
Extension halle		Rdc / Mezzanine	Services	120	4	3	1	0	4		0,87	0,95	0,07	4
TOTAL	440				1412	1008	247	824	1614		637	430	34	1522

3.3.2 Scénario Passivhaus

	Nbr de logts	Nombre d'étage	Programme	SDP	Chauffage	Puissance Chauffage	Froid	ECS	Puissance ECS	Eclairage	Ventilation	Auxiliaire	Autre
Logements				m ²	MWhef/an	kW	MWhef/an	MWhef/an	kW	MWhef/an	MWhef/an	MWhef/an	MWhef/an
Ilot 1					177	126	65	216	307	307	298	8	349
Bâtiment A	46	R+4 / R+3	logement	3243	58	42	0	81	108	6,49	3,00	2,29	101
			Commerces	642	18	13	40	7	21	179	179	1,41	59
Bâtiment B	23	R+4	logement	1606	29	21	0	40	54	3,21	1,48	1,13	50
			Commerces	401	11	8	25	4	13	112	112	0,88	37
Bâtiment C	47	R+4/3	logement	3315	60	43	0	83	111	6,63	3,06	2,34	103
Ilot 2					114	82	0	159	211	13	6	4	197
Bâtiment D	25	R+3	logement	1758	32	23	0	44	59	3,52	1,62	1,24	55
Bâtiment E	21	R+4	Logements	1435	26	18	0	36	48	2,87	1,33	1,01	44
Bâtiment F	45	R+4 / R+3	Logements	3147	57	40	0	79	105	6,29	2,91	2,22	98
Ilot 3					127	91	0	177	235	14	7	5	218
Bâtiment G	33	R+3	Logements	2328	42	30	0	58	78	4,66	2,15	1,64	72
						0							
Bâtiment H	27	R+3	Logements	1911	34	25	0	48	64	3,82	1,76	1,35	59
						0							
Bâtiment I	40	R+3 / R+2	Logements	2802	50	36	0	70	93	5,60	2,59	1,98	87
Ilot 4					99	70	0	137	183	11	5	4	170
Bâtiment J	33	R+3 / R+2	Logements	2309	42	30	0	58	77	4,62	2,13	1,63	72
Bâtiment K	18	R+2	Logements	1256	23	16	0	31	42	2,51	1,16	0,89	39
Bâtiment L	8	R+2	Logements Inte	511	9	7	0	13	17	1,02	0,47	0,36	16
Bâtiment M	8	R+2	Logements Inte	511	9	7	0	13	17	1,02	0,47	0,36	16
Bâtiment N	4	R+2	Logements Inte	257	5	3	0	6	9	0,51	0,24	0,18	8
Bâtiment O	4	R+1	Logements Indiv	437	8	6	0	11	15	0,87	0,40	0,31	14
Bâtiment P	2	R+1	Logements Indiv	204	4	3	0	5	7	0,41	0,19	0,14	6

Ilot 5 (Nord)					84	60	38	100	145		175	4	4	171
Bâtiment R	26	R+3	Logements	1806	33	23	0	45	60		3,61	1,67	1,27	56
			Commerces	602	17	12	38	7	20		168	0,56	1,32	55
Bâtiment S	8	R+2	Logements Inte	636	11	8	0	16	21		1,27	0,59	0,45	20
Bâtiment T	10	R+2	Logements Inte	778	14	10	0	20	26		1,56	0,72	0,55	24
Bâtiment U	12	R+2	Logements Inte	517	9	7	0	13	17		1,03	0,48	0,36	16
Tertiaire					288	206	144	34	534		116	110	8	417
Bati A1		R+4	Tertiaire	3813	69	49	34	8	127		27,67	30,17	2,26	114
Bati A2		R+4	Tertiaire	2665	48	34	24	6	89		19,34	21,08	1,58	80
Bati A3		R+4	Tertiaire	1798	32	23	16	4	60		13,05	14,23	1,06	54
Bati B1		R+4	Tertiaire	4174	75	54	38	9	139		30,29	33,02	2,47	125
Hypothèse projet connexe SNCF?		R+3	Tertiaire	1445	26	19	13	3	48		10,48	11,43	0,86	43
Halle		Rdc / Mezzanine	Tertiaire	2007	36	26	18	4	67		14,56	15,88	1,19	60
Extension halle		Rdc / Mezzanine	Services	120	2	2	1	0	4		0,87	0,95	0,07	4
TOTAL	440				889	635	247	824	1614		636	430	34	1522

3.3.3 Scénario retenu

Comparé au niveau E3, on constate une diminution des consommations de chauffage dans les scénarios passifs. Cette diminution pourra être obtenue par la surisolation de l'enveloppe qui a une implication de 5 à 8% sur le coût bâtiment et les gains passifs (solaires, apports internes comme présence, équipements électroménager...). Au regard des gains et de l'impact financier sur le bâti, le scénario passif n'est pas retenu.

Les équipements publics et les logements E3 tendent vers un niveau A+ selon l'étiquette énergétique avec la prise en compte des énergies renouvelables.

4 ETUDE PRELIMINAIRE D'OPPORTUNITES

L'objectif de étude préliminaire d'opportunité est de faire l'inventaire des ressources et potentiels en énergies renouvelables sur le territoire et de déterminer les pistes les plus intéressantes compte tenu de l'aménagement.

4.1 Gisements d'énergie

L'Agglomération de Compiègne dépend fortement de la production extérieure d'énergie.

4.2 Réseau électrique

La consommation finale d'électricité en Hauts-de-France en 2017 s'établit à 47,5 TWh, ce qui représente 11% de la consommation française.

Le parc renouvelable des Hauts de France poursuit sa progression avec 3715 MW, soit 31,9% de la capacité de production électrique régionale.

Les parcs de production d'électricité renouvelables se sont développés de +21% en 2017 en Hauts-de-France. La production d'électricité de la région augmente par conséquent de 8%, atteignant 49,3 TWh.

Toutes filières confondues, la production d'électricité en Hauts-de-France a couverte moyenne 96 % de la consommation régionale en 2017. Les énergies renouvelables ont à elles seules couvert 12,8 % de la consommation.

Ces chiffres sont toutefois à mettre en perspective avec la faible part production d'énergie de l'Agglomération au sein de la région.

Compte tenu des problématiques liées à la production électrique : centrale nucléaire, centrale charbon, il est nécessaire que le réseau électrique soit à base d'ENR, notamment avec la production photovoltaïque sur les toitures, l'éolien et l'usage d'énergie hydraulique étant moins aisé.



Le réseau électrique servirait alors à alimenter des pompes à chaleur ou les usages immobilières (places de parking), mais en aucun cas à assurer du chauffage électrique.

4.3 Réseau de gaz

La commune de Compiègne est desservie en gaz naturel. L'exploitation, l'entretien et le développement du réseau sont confiés à GRDF via un contrat de concession.

Chiffres clés du réseau de gaz :

- 7 200 Giga Watt heure de gaz distribué

Solution(s) technique(s) envisageable(s) :

- Chaudière individuelle
- Chaufferie collective par bâtiment
- Chaufferie collective centralisée (mini réseau de chaleur)



Qu'il s'agisse d'une chaudière collective installée dans le local technique d'un immeuble ou d'un mini réseau de chaleur alimentant plusieurs bâtiments, le choix d'une installation de production de chaleur collective présente des avantages et des inconvénients.

Avantages	Points de vigilance
<p>Réduction des coûts d'investissement et des frais d'entretien et de maintenance à l'échelle individuelle</p> <p>Possibilité d'asservir l'installation par un système de régulation et de comptage individuel si les logements sont équipés d'un module thermique d'appartement (MTA)</p> <p>Facilité d'intégration d'énergies renouvelables et de récupération au système (PAC pour préchauffage par exemple)</p> <p>Réduction de l'impact environnemental au niveau de l'énergie grise du système</p>	<p>Pertes de distribution à ne pas négliger entre le lieu de production de chaleur (les chaudières) et le lieu d'émission de chaleur (les logements) :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prévoir un réseau de distribution bien calorifugé <p>Coût du MTA</p> <p>Emission de gaz à effet de serre</p> <p>Gestion du dispositif et entretien des chaudières et du réseau :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gestionnaire (si locataires) ou mise en place d'un syndic (lorsque différents propriétaires sont impliqués)

4.4 Réseau de chaleur

Un réseau de chaleur existe sur la rive opposée du futur quartier.

Solution(s) technique(s) envisageable(s) :

- Création d'un réseau de chaleur dédié

Avantages de l'approvisionnement en chaleur utile sous forme d'eau chaude :

- Réduction de l'espace nécessaire en local technique,
- Réduction des coûts de génie civil via la suppression de :
 - SAS en chaufferie
 - La notion coupe-feu deux heures
 - Socle béton pour les générateurs
 - Cheminées
- Suppression des couts d'exploitation et des nuisances liées aux chaudières
- Suppression des risques inhérents à l'utilisation du GAZ et des contraintes réglementaires à venir

4.5 Potentiel éolien

LE PCET de l'Oise indique un engagement du département dans l'atteinte de 21% de réduction des GES en prenant en compte notamment les énergies renouvelables à raison de 31% (biomasse, éolien, agro-carburant). Le SRCAE de Picardie classe Compiègne dans la catégorie des « ensembles paysagers emblématiques » qui sont défavorables à l'implantation d'éolienne.

La forte urbanisation a rendu le territoire peu adapté au développement de la filière du grand éolien dans le centre ville. Le développement du petit et du micro-éolien urbain pourrait cependant être envisagé sous réserve d'intégration.

Vu la difficulté d'avoir recours à des aérogénérateurs, les petites éoliennes urbaines représentent une alternative intéressante. L'environnement urbain est particulièrement difficile pour la production d'énergie éolienne : vent turbulent avec des variations rapides et localisées de vitesse et de direction, sites d'implantation difficiles d'accès et peu adaptés à l'installation d'une éolienne. Mais le potentiel est important (tous les toits des bâtiments par exemple) et la production est proche des lieux de consommation.

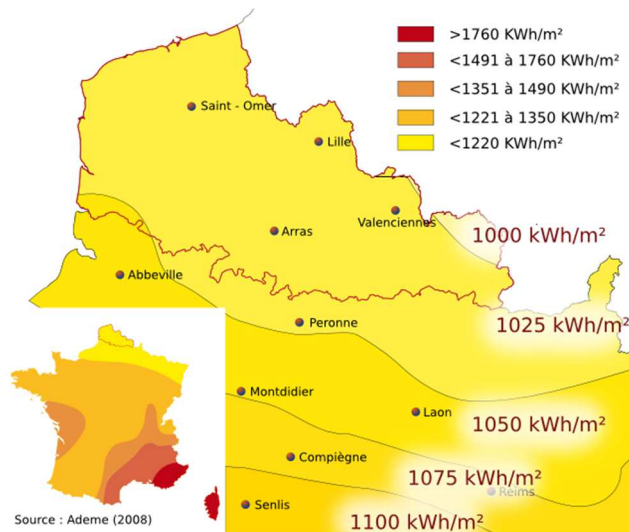


Éolienne urbaine de Unéole, start-up basée à EuraTechnologies

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - simple à installer - coût d'investissement limité - peu de démarches administratives - intégration paysagère plus aisée 	<ul style="list-style-type: none"> - rendement relativement faible - rentabilité difficile sans aide Financière

Au vu de hauteur prévue des bâtiments (R+3 en moyenne) et de la morphologie du plan guide, le site de la gare ne possède à priori pas de contre-indication à l'implantation de micro-éolienne en toiture des bâtiments. Cependant, une étude des caractéristiques du vent sur site sur une année et à une ou plusieurs altitudes semble nécessaire pour prétendre à une exploitation. A noter que selon le SRCAE, dans notre secteur, la vitesse du vent à 40 m au-dessus du sol est comprise entre 3 et 4 m/s.

4.6 Potentiel solaire



Ensoleillement moyen annuel sur la région
(kWh/m².an)

Sources : Ademe et Hélioclim

L'ensoleillement annuel de la région de Compiègne est d'environ 1075 [kWh.m⁻².an⁻¹].

Le potentiel net est équivalent à toutes les installations qu'il serait possible de réaliser sur les bâtis, en excluant les secteurs moins favorables (enjeux patrimoniaux, ombres portées, mauvaise orientation des bâtiments) et en prenant en compte les aspects économiques (rentabilité des installations au regard du mode de chauffage actuel).

Comme pour le micro-éolien, le site ne possède à priori pas de contre-indication à l'implantation de panneaux solaires en toiture, bien qu'il faille le vérifier au cas par cas, notamment pour les bâtiments de hauteur moins importantes. Par ailleurs, vis-à-vis de l'aérodrome, la Direction Générale de l'Aviation Civile devra être consultée et ils devront faire l'objet d'une intégration soignée et recevoir l'avis favorable de l'ABF.

4.6.1 Solaire thermique

À l'horizon 2030, le potentiel plausible en solaire thermique est estimé à 94 GWh.

Solution(s) technique(s) envisageable(s) :

Des capteurs solaires thermiques permettront de préchauffer l'ECS et l'appoint sera effectué par le mode de production de chaleur prévu (chaudière gaz, chaudière bois, pompe à chaleur) ou par une épingle électrique le cas échéant.

Les dispositifs de préchauffage de l'ECS pourront être individuels ou collectifs.



Les panneaux solaires peuvent être posés en toiture ou mur.

Pour que l'installation soit efficace, cela nécessite :

- Dimensionner l'installation aux besoins du bâtiment (pas de surdimensionnement),
- D'éviter la mise en œuvre d'installations solaires sur des bâtiments n'ayant pas de besoins ECS en été,
- Une étude d'ingénierie bien spécifique
- Un contrat de maintenance et de suivi de l'installation solaire

Les ratios en général sont les suivants :

- Solaire : 50 l/m² de capteur plan
- Stockage : 50 l/m² de capteur
- 900 €/m² capteur

Systèmes individuels :

Chaque logement dispose de capteurs qui lui sont propres, le ballon de stockage de l'ECS pourra être intégré dans la chaudière (type combiné compact).

Production centralisée :

La production de chaleur pour l'ECS peut être collective (champ de capteurs commun) tout en permettant un stockage, un comptage et une régulation individuelle.

La technologie solaire thermique est une solution au potentiel a priori intéressant compte tenu des besoins du projet, mais dont la rentabilité reste à préciser, en fonction de la forme du bâti et de l'usage (Chauffage, ECS ou les 2 à la fois) et de la solution d'appoint choisie.

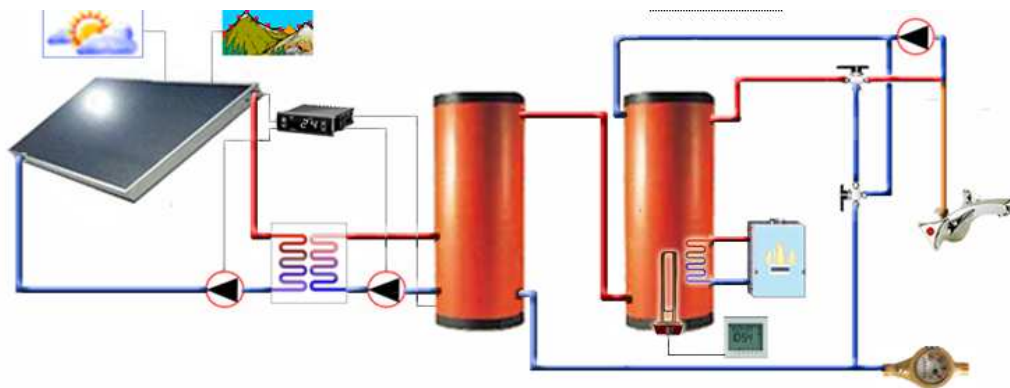
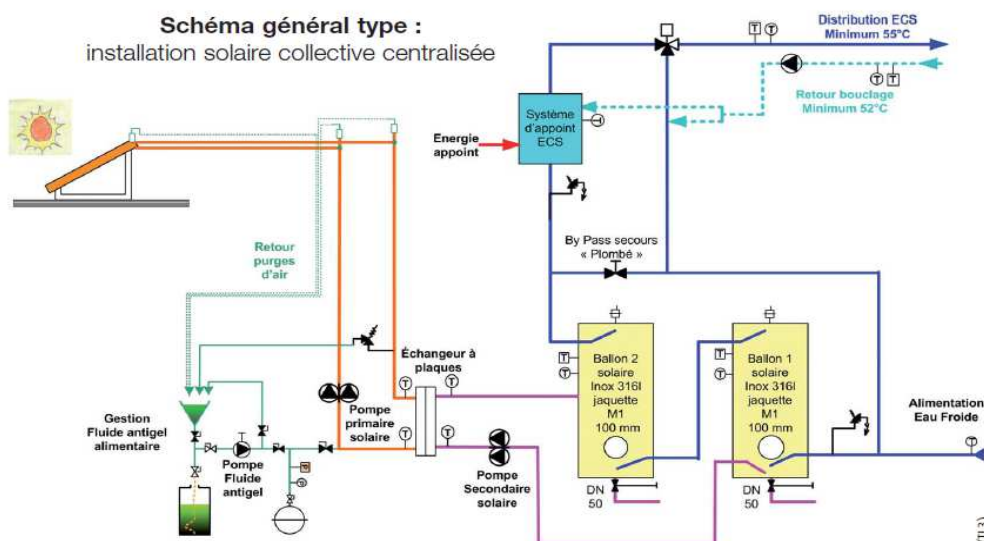


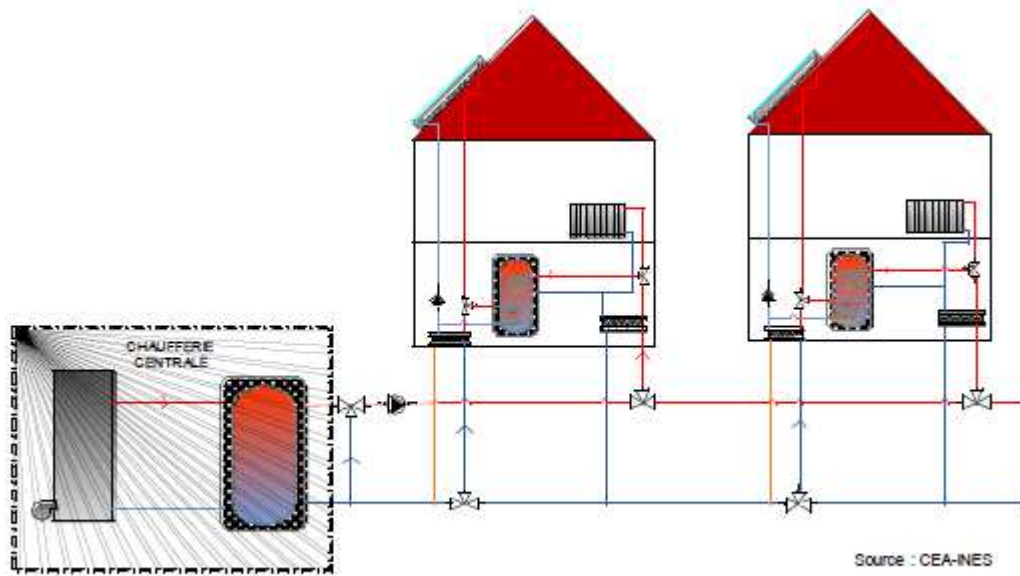
Schéma général type :
installation solaire collective centralisée



Réseau de chaleur

Les centrales solaires thermiques sont installées dans une zone propice pour les capteurs (en toiture ou au sol, en plusieurs endroits distincts le long du réseau de chaleur). Une partie de l'énergie solaire est autoconsommée sur place et le surplus d'énergie est injecté directement sur le réseau de chaleur (cf. schéma ci-après).

A Graz en Autriche des capteurs solaire haute température sont utilisés. La production solaire thermique est injectée directement sur le « départ réseau » en été (autour de 70°C) et sert de préchauffage en hiver sur le « retour réseau »



Le solaire thermique pour le réseau de chaleur utilise des capteurs haut température et un hydro-stockage avec gestion prédictive couplée au solaire thermique et au réseau de chaleur pour améliorer l'efficacité du réseau



4.6.2 Capteur Moquette

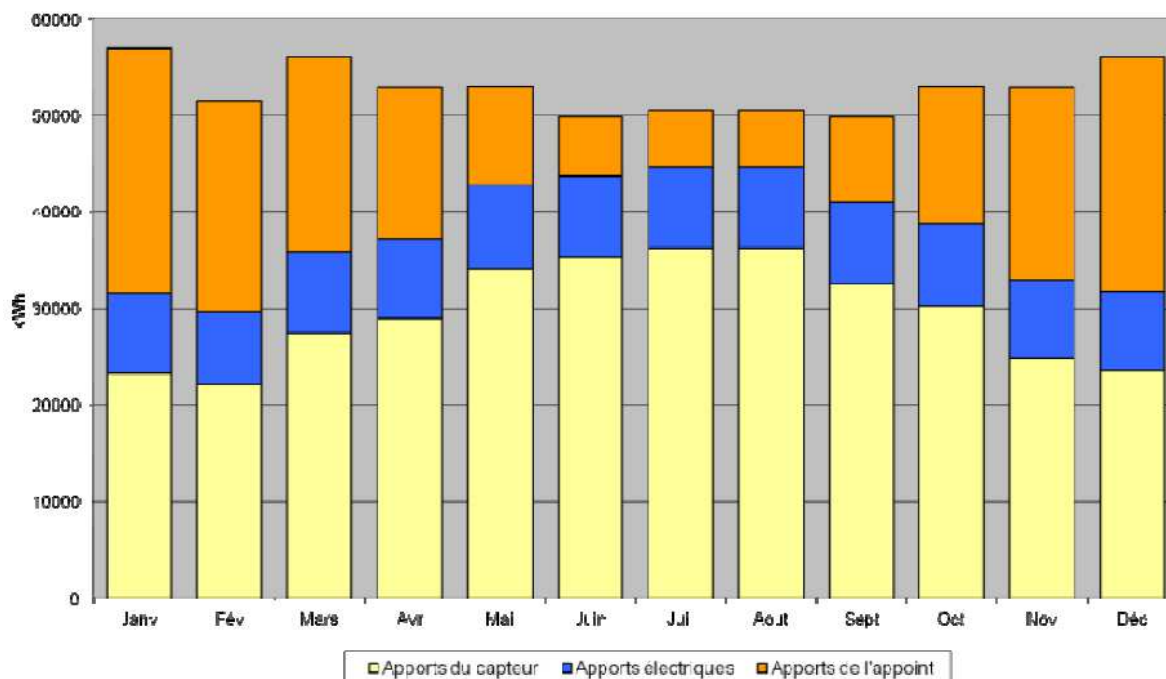
Le système Heliopac® utilise un capteur solaire souple en élastomère (EPDM) qui se transforme en échangeur atmosphérique lorsque l'énergie solaire n'est plus disponible (nuit, temps pluvieux, brouillard, ...) et devient ainsi une source d'énergie pour la pompe à chaleur (PAC).

La solution Héliopac® associant un capteur solaire souple et un ensemble de pompes à chaleur eau/eau permettra de contribuer au maintien en température des deux bassins, à raison de 43,9 %. L'appoint (à raison de 28,1 %) peut être réalisé par le réseau de chaleur ou la chaufferie à travers un échangeur à plaques travaillant sur le haut du ballon de distribution de l'installation Héliopac



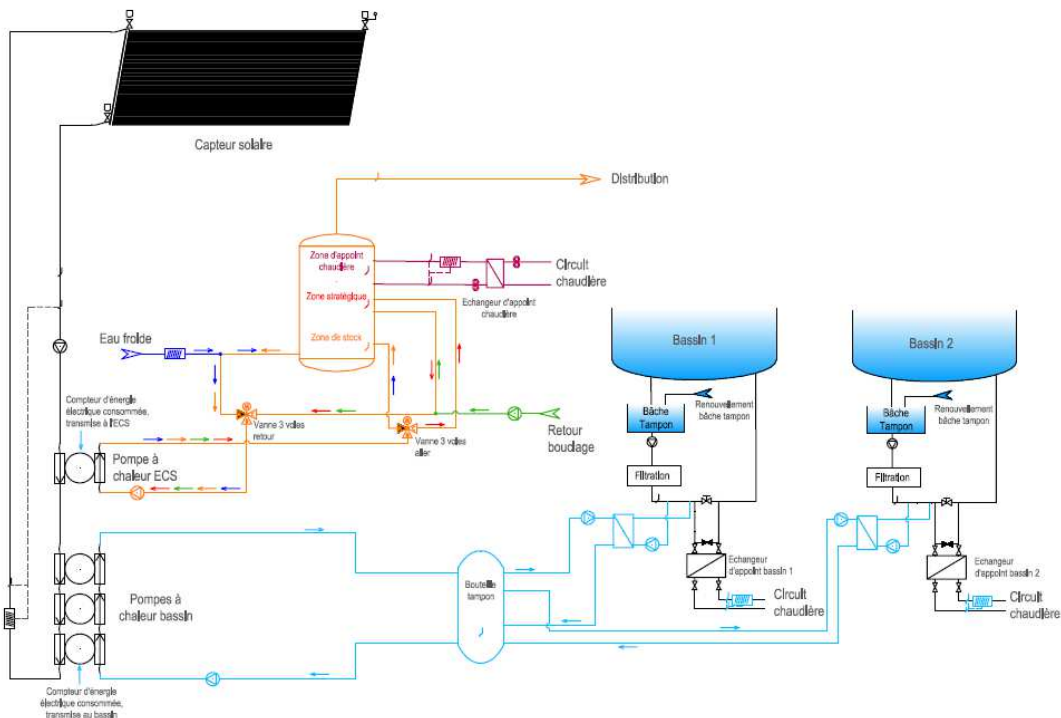
Mois	Total Besoin bassin kWh/mois	Apports Heliopacsystem®					
		Apport ENR (apports capteur)		Apport d'origine électrique (conso PAC)		Apport appoint	
		kWh/mois	%	kWh/mois	%	kWh/mois	%
Janvier	56 900	23 270	40.9	8 330	14.6	25 310	44.5
Février	51 400	22 080	43	7 560	14.7	21 760	42.3
Mars	56 050	27 450	49	8 460	15.1	20 140	35.9
Avril	52 820	28 960	54.8	8 270	15.7	15 590	29.5
Mai	52 880	34 080	64.5	8 670	16.4	10 120	19.1
Juin	49 750	35 210	70.8	8 430	17	6 110	12.3
Juillet	50 550	36 250	71.7	8 420	16.7	5 890	11.6
Août	50 550	36 240	71.7	8 420	16.7	5 890	11.6
Septembre	49 750	32 560	65.5	8 380	16.8	8 800	17.7
Octobre	52 880	30 230	57.2	8 550	16.2	14 090	26.6
Novembre	52 820	24 770	46.9	8 130	15.4	19 910	37.7
Décembre	56 050	23 440	41.8	8 330	14.9	24 280	43.3
Total Annuel	kWh/an 632 400	kWh/an 354 550	% 56.06	kWh/an 99 970	% 15.81	kWh/an 177 880	% 28.13

Répartition mensuelle des apports énergétiques



Pour une piscine, par exemple, l'installation est alors composée :

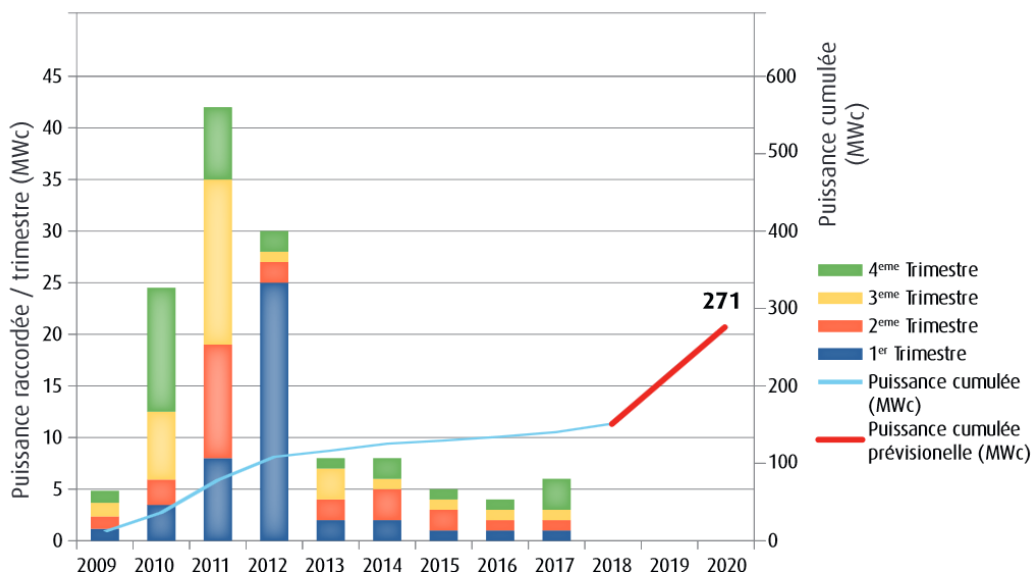
- D'une surface de 225 m² de capteurs solaires souple basse température Solerpool®, composés de nappes en EPDM dont les tubes auront un diamètre intérieur de 14,5 mm ;
- De trois Solerpac SE134a - 18®, à détendeur électronique, de puissance calorifique nominale 18 kW, permettant de récupérer l'énergie du capteur solaire. Elle sera capable de travailler jusqu'à 65°C en sortie condenseur, avec une température d'entrée évaporateur pouvant varier de -5 à 50°C.



4.7 Solaire photovoltaïque

4.7.1 Potentiel

Au 31 décembre 2017, la région Hauts-de-France dispose d’une capacité installée d’environ 135 MWc (plus de 18000 installations au sol et sur bâtiment), produisant 65,1 GWh et contribuant à couvrir en moyenne 0,4 % de la consommation d’électricité régionale en 2017. Le taux maximum de couverture en 2017 a été atteint le 6 août à 15h00 avec un taux de 2,2 % ;



Source : Le solaire photovoltaïque en région Hauts-de-France (DREAL)

À fin 2017, on observe un regain de la filière en région qui compte désormais plus de 21 lauréats aux appels d’offres nationaux pour une puissance cumulée à venir d’ici 2020 de 137 MW soit un doublement de la puissance actuellement installée.

À l'horizon 2030, le potentiel plausible en photovoltaïque à 301 GWh.

4.7.2 Technologie

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire au moyen d'une cellule photovoltaïque. Les cellules photovoltaïques sont fabriquées avec des matériaux semi-conducteurs principalement produits à partir de silicium. Ce processus ne nécessite aucun cycle thermodynamique intermédiaire, c'est-à-dire que le rayonnement est directement converti en électricité sans utilisation intermédiaire de la chaleur.



Les technologies à base de silicium constituent plus de 90% du marché photovoltaïque mondial. Les cellules monocristallines constituent la filière historique du photovoltaïque. Elles sont les photopiles de la première génération et sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en une seule pièce. Elles ont un bon rendement mais la méthode de production est laborieuse et coûteuse. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites « solaires ». Les cellules polycristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium composé de cristaux multiples. Elles ont un rendement plus faible que les cellules monocristallines mais leur coût de production est moindre. Des avancées technologiques permettent aujourd'hui de produire des cellules polycristallines à couches minces afin d'économiser le silicium. Ces cellules ont une épaisseur de l'ordre de quelques micromètres d'épaisseur. Au cours des dix dernières années, le rendement moyen d'un panneau photovoltaïque à base de silicium est passé de 12% à 17%.

4.7.2.1 Avantages

- L'énergie solaire est, à l'échelle humaine, inépuisable et disponible gratuitement en très grandes quantités. De plus, lors de la phase d'exploitation, la production d'électricité au moyen de panneaux photovoltaïques n'est pas polluante.
- Le silicium, matériau utilisé dans les panneaux solaires actuels les plus répandus, est très abondant et n'est pas toxique.
- Les panneaux solaires ont une durée de vie de 20 à plus de 30 ans et sont presque intégralement recyclables.
- La modularité des panneaux est très importante, c'est-à-dire qu'il est possible de concevoir des installations de tailles diverses dans des environnements très variés. Ceux-ci sont par conséquent adaptés à la production décentralisée d'électricité en sites isolés.

4.7.2.2 Inconvénients

- La technologie photovoltaïque est encore coûteuse même si son coût de production a fortement baissé au cours des dernières années. Avec un coût de production de 70 à 90 €/MWh dans certaines zones du monde aujourd'hui, des installations photovoltaïques atteignent parfois localement une « parité de prix » avec des moyens « conventionnels » de production électrique).
- Les panneaux photovoltaïques les plus répandus, faits de silicium cristallin, sont lourds, fragiles

et difficiles à installer.

- Une centrale requiert de vastes espaces bien que la densité tende à être améliorée.
- L'impact environnemental et énergétique de la fabrication des panneaux de silicium n'est pas nul. Une cellule photovoltaïque doit fonctionner entre un an et demi et cinq ans pour compenser l'énergie utilisée pour la fabriquer.
- L'énergie électrique n'est pas « directement » stockable, c'est-à-dire sous sa forme primaire. Il est en revanche possible de la stocker « indirectement » dans des batteries sous forme chimique ou dans des accumulateurs cinétiques sous forme mécanique. Les technologies existantes sont encore coûteuses.

4.7.3 Production décentralisée

La production peut être directement envisagé sur la toiture des bâtiments ou en éléments architecturaux :



Photo 1 : vue d'ensemble d'une installation Soprasolar Fix EVQ

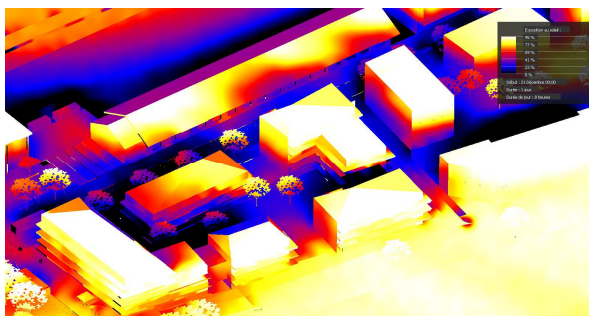
Les différents ratios sont les suivants :

- Inclinaison optimale : 30 °
- Orientation Sud
- Puissance actuelle = 160 W/m²
- Cout entre 1 et 2 €/Wc
- Production : 1 kWc = entre 920 et 950 kWh_{ef}/an
- Tarif rachat dépendant de la puissance : ne pas dépasser 100 kWc

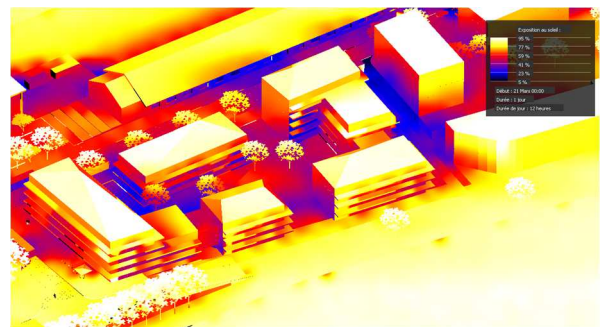
4.7.3.1 Production d'énergie

On constate, selon l'étude d'ensoleillement, que les toitures sont propices à l'usage de panneaux photovoltaïques.

Ilot 1

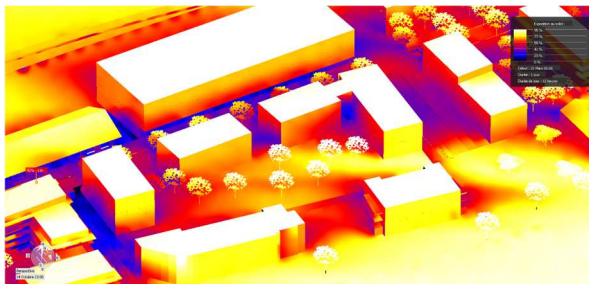


21 mars

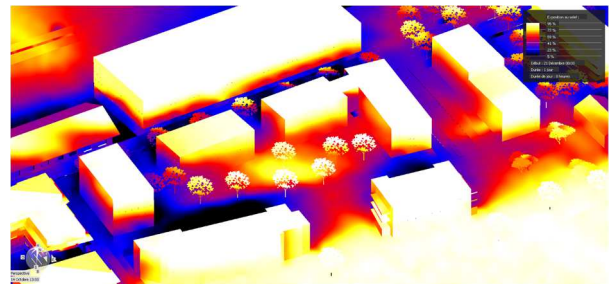


21 décembre

Ilot 2

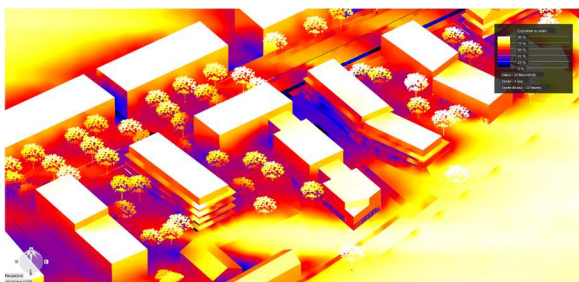


21 mars

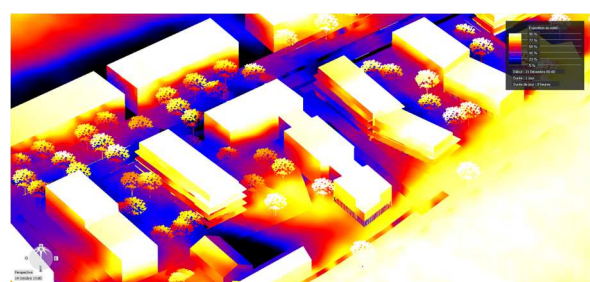


21 décembre

Ilot 3-4



21 mars



21 décembre

4.7.4 Autoconsommation et raccordement au réseau

4.7.4.1 *Stratégie : Revente ou Autoconsommation ?*

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte LTECV a séparé l'accès aux aides à la production d'énergie en deux procédures selon le :

- Un *guichet ouvert pour les petites et moyennes installations* qui souhaitent bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération ;
- Une *procédure par appel d'offres pour les installations plus importantes* et plus matures (qui ne peuvent alors pas bénéficier de ces deux mécanismes).

Les mécanismes de rachat d'énergie selon la puissance des installations

Energie renouvelable	Seuils de puissance				
Electricité	< 100 kW	< 300 kW	< 500 kW	> 500 kW	Puissance maximale
Solaire	OA	-	-	-	100 kW
Eolien	CR	CR	CR	CR	18 MW (6 x 3 MW)
Hydraulique	OA	OA	OA	CR	1 MW
Biogaz (production d'électricité)	OA	OA	OA	CR	12 MW
Cogénération	OA	CR	CR	CR	1 MW
Géothermie	CR	CR	CR	CR	-
Gaz	Pas de limite de puissance				
Biométhane	OA				

OA = Obligation d'achat, CR = Complément de rémunération

Figure 1 - Mécanismes de rachat selon la puissance installée et la technologie

L'opération dans laquelle s'inscrit le quartier De la gare n'entre pas dans les critères d'Obligations d'Achat ou de Complément de Rémunération. Dans le cas de la vente de l'électricité produite par les modules photovoltaïques, la procédure d'**Appel d'Offre** est donc nécessaire.

En considérant le prix moyen des ventes par Appels d'Offres publié par la Commission de Régulation de l'Energie, qui était de **7.22c€/kWh** lors du dernier appel, le taux de rentabilité interne de l'opération photovoltaïque sur le quartier De la gare **devient positif après 10 à 15 ans** (selon le scénario et sans considérer l'impôt sur le revenu, les taxes ainsi que la diminution du prix de revente de l'électricité solaire).

La solution d'**autoconsommation collective** serait donc envisager dans le cas de la mise en œuvre de panneaux.

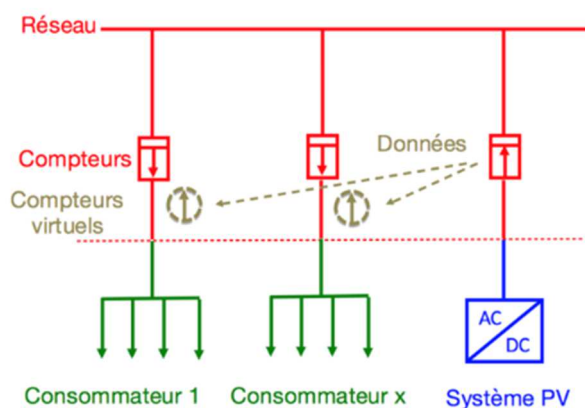
4.7.4.2 *Généralité sur l'Autoconsommation collective*

L'opération d'autoconsommation est dite collective d'après l'article L315-2 du code de l'énergie : lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés **en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension**, comme illustré sur la Figure 2.

Après la loi PACTE, la loi énergie-climat, publiée le 9 novembre 2019, ajoute de nouvelles dispositions concernant le périmètre des opérations d'autoconsommation collective :

- Le périmètre par défaut est l'échelle du bâtiment : ceci ouvre la possibilité aux consommateurs et producteurs HTA de participer à une opération d'autoconsommation collective, mais uniquement dans ce cadre.
- Le périmètre étendu des opérations d'autoconsommation collective, dont la définition est la même que dans la loi PACTE, reste considéré comme expérimental jusqu'au 23 mai 2024 : les points d'injection et de soutirage doivent être situés sur le réseau basse tension et leur critère de proximité géographique est fixé par arrêté.
- **Dans le cas du périmètre étendu**, l'arrêté d'application du 21 novembre 2019 fixe la distance maximale entre les points de livraison et/ou d'injection à **deux kilomètres**.
Pour les opérations **étendues**, l'arrêté fixe la **puissance cumulée maximale** des installations de **production à 3 MW en France métropolitaine**, et à 0,5 MW dans les Zones Non Interconnectées (ZNI).

A partir du 24 novembre 2019, la personne morale organisatrice d'une opération d'autoconsommation collective étendue devra par ailleurs fournir des informations détaillées au ministère chargé de l'énergie. Un premier dossier devra ainsi être transmis en amont du projet, un deuxième au démarrage de l'opération, puis un chaque année pour assurer le suivi



de l'opération – cf. liste au niveau de l'arrêté.

Figure 2 - Schéma d'autoconsommation collective avec compteur virtuel

L'opération d'autoconsommation collective est équivalente en matière de raccordement aux autres configurations : elle s'en distingue cependant par le dispositif de comptage et d'affectation des flux, qui repose sur le principe de la répartition de la production entre un ou plusieurs consommateurs (**principe du comptage virtuel**), appliqué par le gestionnaire de réseau.

La personne morale organisatrice de l'opération a pour rôle principal de définir la clé de répartition de la production entre les différents producteurs et consommateurs. Le gestionnaire de réseau de distribution a pour rôle principal d'appliquer cette clé de répartition sur un pas de temps de 30 minutes et d'affecter la part de production correspondante à chaque participant. L'article D.315-6 précise qu'**à défaut de coefficient de répartition fourni (ou clé de répartition)**, le gestionnaire du réseau affectera les productions "**au prorata des consommations**".

4.7.4.3 Configuration en été, où la production est supérieure à la consommation totale de l'opération, avec une clé de répartition par défaut

Sur le pas de temps de 12h à 12h30 :

- La consommation de chaque consommateur sera couverte en totalité par la production ;
- Le surplus de production sera réparti proportionnellement à chaque producteur.

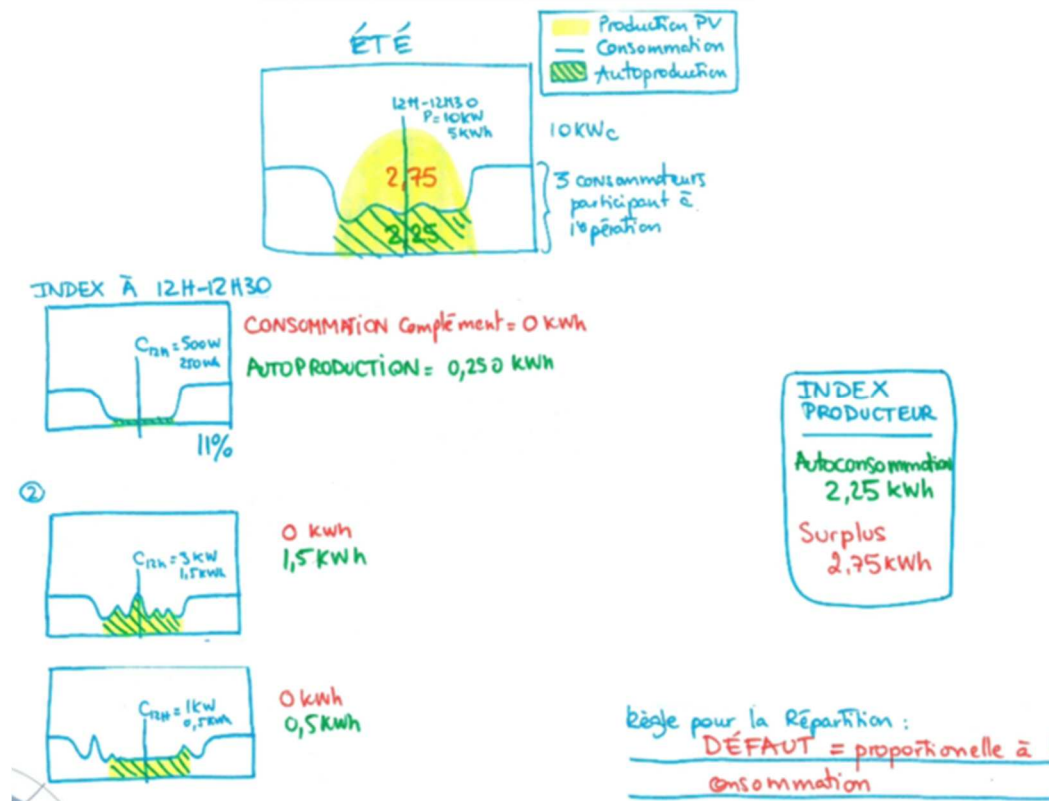


Figure 3 Exemple d'une clé de répartition par défaut (proportionnelle à la consommation) en été

4.7.4.4 Configuration en hiver, où la production est inférieure à la consommation totale de l'opération, avec une clé de répartition par défaut

Sur le pas de temps de 12h à 12h30 :

- La part de production affectée à chaque consommateur va dépendre du ratio de consommation des autres consommateurs ;
- La consommation de chaque consommateur sera complétée dans tous les cas par la part d'électricité provenant du fournisseur ;
- Aucun surplus de production ne sera affecté au(x) producteur(s).

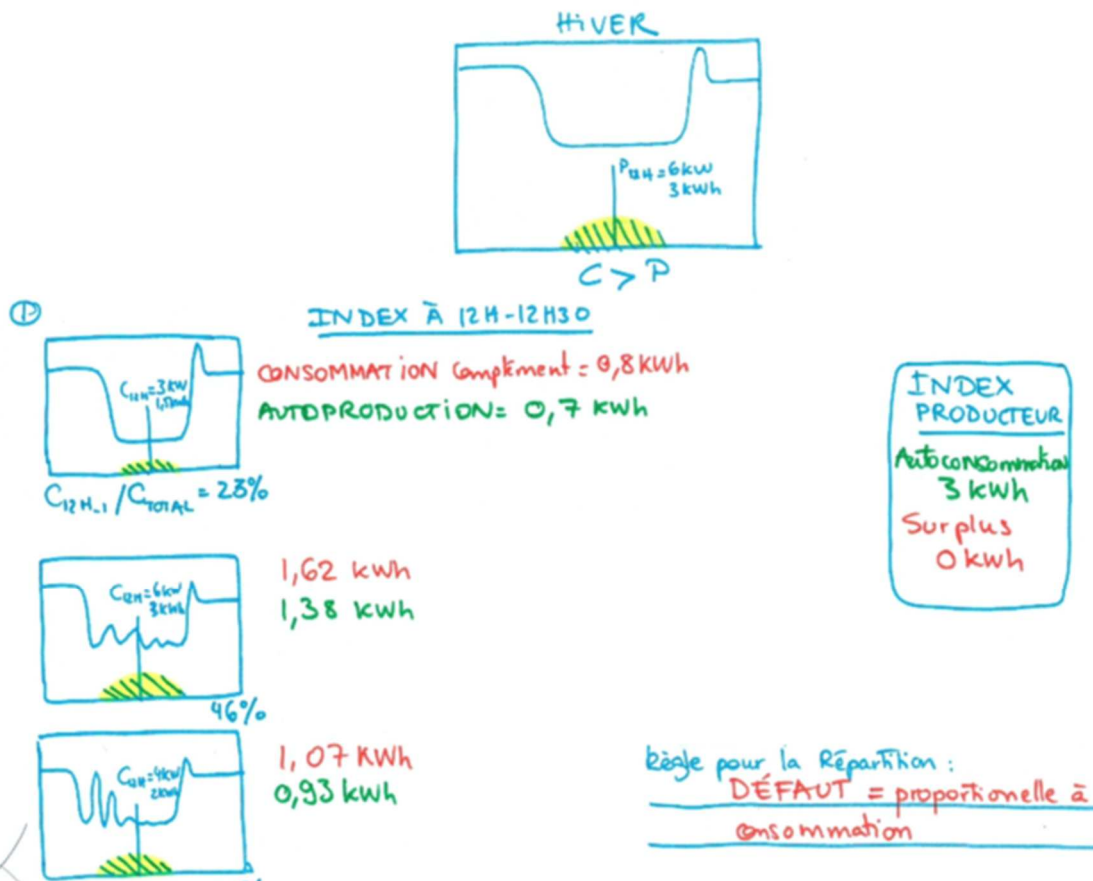


Figure 4 - Exemple d'une clé de répartition par défaut (proportionnelle à la consommation) en hiver

4.7.4.5 Exonération sur la production affectée aux consommateurs

Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, le producteur n'est pas considéré comme un fournisseur classique : il n'est pas soumis à l'ensemble des obligations liées à la fourniture d'électricité et la vente d'électricité qu'il proposera aux consommateurs sera exonérée en partie de prélèvements.

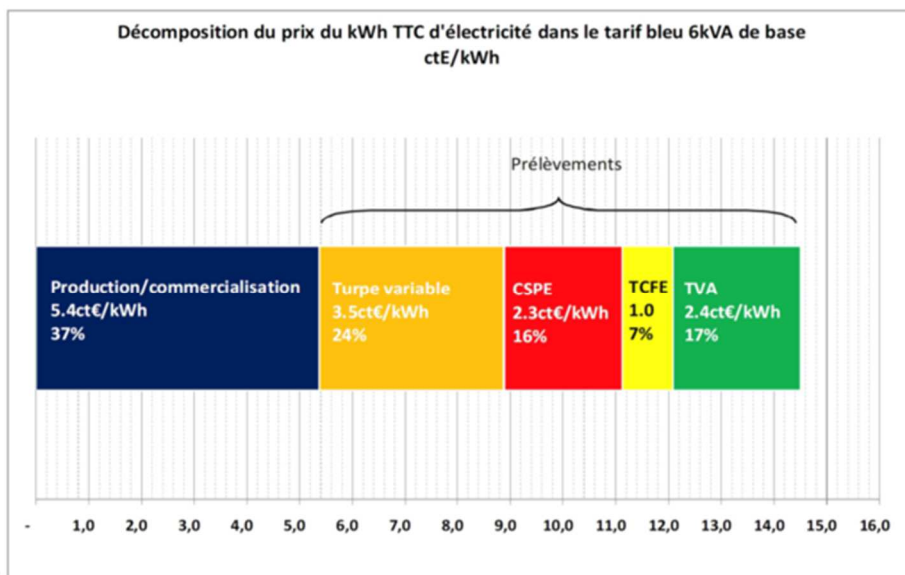


Figure 5 - Décomposition de la part variable du prix de l'électricité - Source : Enertech

4.7.4.6 Exonération de la CSPE et de la TLCFE pour les petits producteurs en autoconsommation

Les petits producteurs peuvent être exonérés de CSPE et TLCFE si :

- L'électricité produite par les producteurs en **autoconsommation totale** (« qui la consomment intégralement pour les besoins de leur activité ») sous réserve que la **production annuelle soit inférieure à 240GWh** ;
- L'électricité autoconsommée sur site par les producteurs en **autoconsommation partielle** (« à la part, consommée sur le site, ») de TLCFE sous réserve que l'installation photovoltaïque soit de **puissance inférieure à 1MWc**.

4.7.4.7 Tarifs d'utilisation des réseaux spécifiques

Extrait du communiqué de presse de la Commission de Régulation de l'Énergie du 19 juin 2018 intitulé « Pour un développement de l'autoconsommation facilité et au bénéfice de tous » :

L'autoconsommation collective

- Correctement dimensionnées et encadrées, les opérations d'autoconsommation collective, devraient présenter une valeur pour le système électrique, notamment en sollicitant moins les réseaux amont aux heures les plus critiques. La question principale consiste donc à déterminer comment refléter cette valeur potentielle.
- La CRE a choisi d'introduire une option supplémentaire du TURPE réservée exclusivement à l'autoconsommation collective. Elle est fondée sur une distinction entre les flux locaux et les autres flux afin de valoriser la réduction de la sollicitation des réseaux amont. Ce tarif distinguant deux types de flux selon les niveaux de tension par lesquels ils transitent, permet d'affiner le tarif de réseau, et d'ainsi inciter les auto consommateurs à privilégier les flux locaux, en particulier aux heures critiques pour le réseau. A long terme, cela permettra de diminuer les besoins d'investissement et, de ce fait, les coûts d'infrastructure.
- Les autoconsommateurs collectifs pourront choisir ou non de souscrire à cette option : il n'y aura donc que des gagnants. Les autoconsommateurs ayant la capacité d'adapter leur comportement pourront constater une baisse significative de leur facture. Cela créera de la valeur pour le réseau, sans pour autant pénaliser ceux qui n'auraient pas cette possibilité.

La nouvelle grille tarifaire du TURPE est en vigueur depuis août 2018 et est disponible dans la délibération N°2018-115 du 7 juin 2018.

4.7.4.8 Influence de l'autoconsommation sur le dimensionnement

Lorsque l'on souhaite autoconsommer, l'objectif attendu est la réduction de la facture d'électricité. Pour cela, plusieurs indicateurs sont disponibles :

- Le taux d'autoconsommation, qui correspond à la part de production photovoltaïque qui est consommée sur place instantanément ;
- Le taux d'autoproduction, qui correspond à la part de consommation d'électricité issue de la production sur place par l'installation photovoltaïque.

Par exemple :

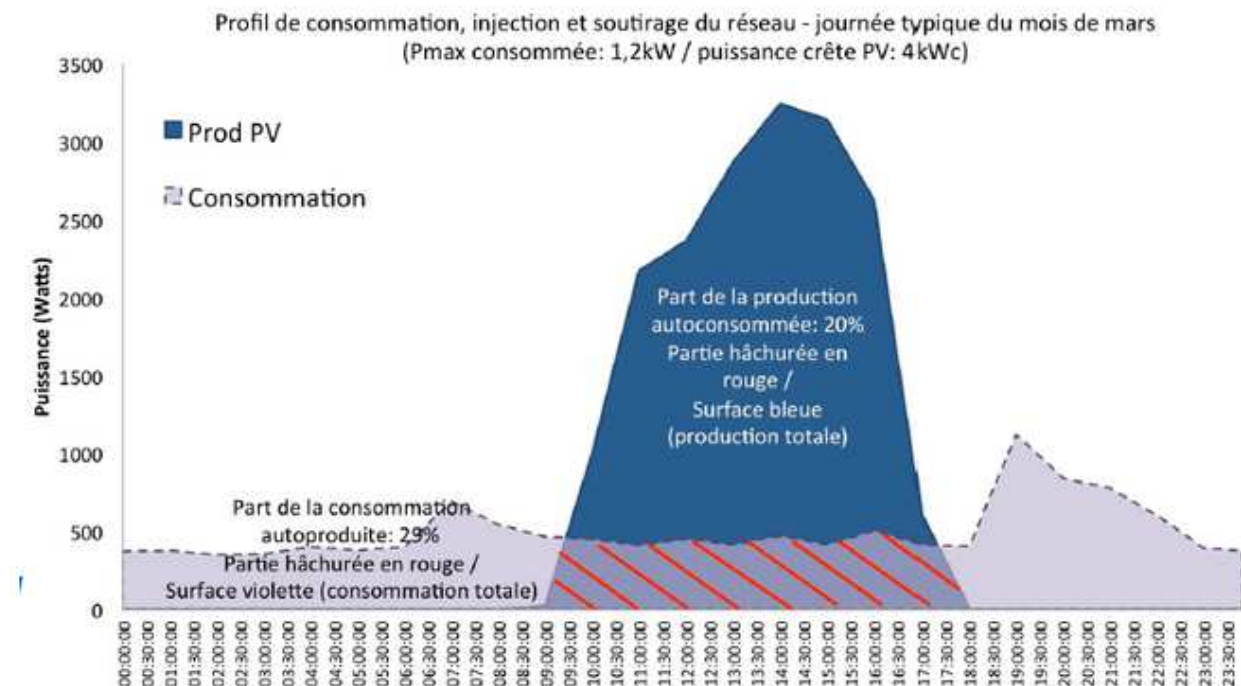


Figure 6 - Exemple de courbe et de taux d'autoconsommation et d'autoproduction

- Taux d'autoconsommation : La part d'électricité produite par les modules et qui est consommée immédiatement est de 20% (Zone hachée divisée par la zone bleue) ;
- Taux d'autoproduction : La part de consommation qui est couverte par la production photovoltaïque est de 29% (Zone hachée divisée par la zone grise).

C'est donc le **taux d'autoproduction** qui va indiquer les économies réalisables sur la facture de consommation d'électricité.

4.8 Méthanisation

La méthanisation est un processus de décomposition de matières pourrissables, ou bio-déchets, par des bactéries qui agissent en l'absence d'air. Les bio-déchets sont des déchets organiques, non dangereux, et biodégradables, il s'agit des restes de repas, les épluchures de fruits et légumes, les rebuts de cuisine, les produits alimentaires périmés. Ils représentent plus d'un tiers de nos ordures et sont composés à plus de 80% d'eau. Les bio-déchets sont considérés à tort comme des déchets ultimes :

- Mélangés avec les ordures alors qu'ils pourrissent plus vite et génèrent des odeurs attirantes rats et mouches, ils doivent être collectés plus fréquemment, ce qui augmente le coût de gestion des autres ordures et leurs nuisances ;
- Les bio-déchets sont massivement envoyés en incinération et enfouissement.

Depuis le 1er janvier 2016, la loi grenelle II de l'environnement prévoit que tous les établissements qui produisent plus de 10 Tonnes de bio-déchets par an doivent mettre en place le tri à la source en vue d'une valorisation organique. Les modes de valorisation autorisés sont le compostage et la méthanisation. Les établissements producteurs concernés sont par exemple des restaurants, supermarchés, industries agro-alimentaires. En cas de non-respect de la réglementation,

l'établissement producteur risque une mise en demeure de l'établissement, 75 000€ d'amende et 2 ans de prison.

D'ici 2025 la réglementation s'étendra à tous les producteurs de bio-déchets, notamment aux particuliers. Pour que chaque citoyen ait à sa disposition une solution lui permettant de ne pas jeter ses bio-déchets dans les ordures ménagères résiduelles et afin que ceux-ci ne soient plus éliminés, mais valorisés, les collectivités territoriales doivent définir des solutions techniques de collecte séparée des bio-déchets ou de valorisation locale.

Le procédé de méthanisation permet de générer du biogaz, une énergie renouvelable qui comporte entre autres du méthane CH₄ ainsi que du compost, un « digestat » utilisable comme fertilisant. Le biogaz peut se substituer au gaz naturel dans tous ses usages actuels : chaleur, électricité et carburant pour les véhicules.



Figure 7 - Produits de la micro-méthanisation

Les déchets organiques sont stockés dans une cuve hermétique que l'on appelle « digesteur » ou « méthaniseur » dans laquelle ils sont soumis à l'action de micro-organismes.

La production énergétique d'une unité de méthanisation traitant 15 000 tonnes/an de déchets permet, en équivalence :

- D'assurer la consommation de carburant de 60 bus urbains.
- De garantir le chauffage de 700 maisons ou l'eau chaude sanitaire de 3 500 maisons.
- De garantir par cogénération l'électricité spécifique de 1 300 logements, plus l'eau chaude pour 2 000 autres.

Malgré ses atouts, cette technologie nécessite un travail d'intégration dans son environnement pour valoriser la production issue de la méthanisation. Il faut en effet trouver des débouchés à proximité de l'unité de méthanisation pour écouler la matière organique et l'énergie produite à moindre coût. L'amélioration de la qualité du digestat est aussi une problématique, à laquelle une amélioration du tri des matières organiques est une réponse.

4.8.1 [Tryon, start-up française](#)

Tryon est une start-up française proposant une solution innovante pour la production de biogaz via la micro-méthanisation : Modul'O.

Le Modul'O est une unité de méthanisation compacte, automatisée et connectée, constituée de plusieurs modules conteneurisés standards fonctionnels. Autant de modules peuvent être ajoutés pour faire évoluer la capacité de traitement de 1000 à 8000 t/an. L'unité Modul'O permet de générer du biogaz et d'obtenir de l'eau claire et du fertilisant.

Choix du système de réception :

- Tous types de bacs : BOM, palox, bacs roulants
- Bascule, nettoyage et gestion des stocks de contenants

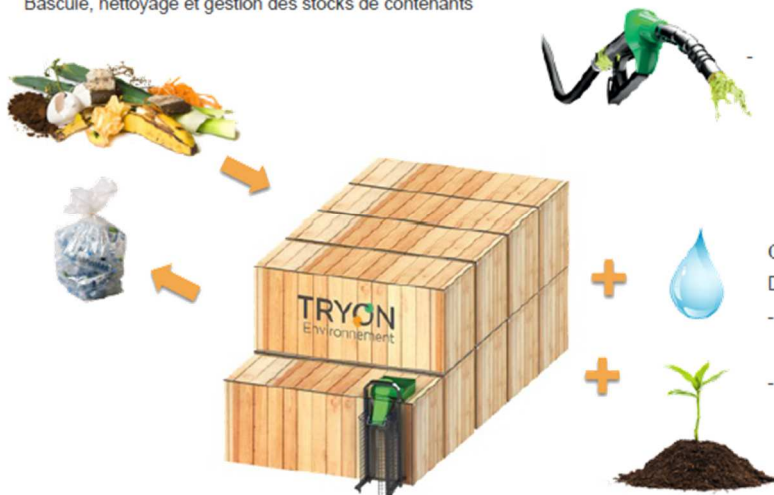


Figure 8 - Fonctionnement de Modul'O

La technologie développée par Tryon respecte les prescriptions réglementaires ICPE et permet de limiter les nuisances par des stocks tampons confinés, une trémie couverte et des nettoyages pression réguliers. La conception est sécuritaire, grâce à des volumes de biogaz stockés inférieurs à 20m³ (1m³ biogaz = 1L d'essence).

L'installation est facile et rapide grâce à la préfabrication et l'intégration dans des conteneurs diminue l'empreinte au sol de ce type d'équipement. La taille et l'apparence de l'unité favorise l'implication des habitants au tri sélectif.



Figure 9 - Illustration d'une centrale de micro-méthanisation Tryon

En termes d'utilisation, l'interface homme machine est simplifiée pour une exploitation facilitée. La supervision et la maintenance est assurée par Tryon pour garantir une production de gaz continue.

Globalement, la solution Modul'O proposée par Tryon présente plusieurs valeurs ajoutées :

- Moteur de développement économique local : réduction du coût de gestion des bio-déchets par la collectivité, création d'emplois locaux, production d'énergie locale et de fertilisant favorable au développement d'activités agricole urbaine ;

- Outil de communication : performances énergétiques, mise en conformité rapide et maîtrisée, traçabilité et suivi en direct, visibilité de l'installation, levier de réduction du gaspillage alimentaire ;
- Levier environnemental et social : réduction du trafic de la collecte des déchets et possibilité d'une collecte par mobilité douce, production de ressources locales.



Figure 10- Acteurs impliqués

Pour assurer la production en bio-gaz de l'usine, Tryon est constructeur mais aussi superviseur et fournit l'ensemble des services :

- Installation complète ;
- Accompagnement du projet ;
- Pilotage du procédé ;
- Maintenance ;
- Reporting.

L'exploitant réalise les opérations de terrains, comme la réception des véhicules de collectes, les nettoyages, le changement des consommables, etc. Il gère aussi le compte d'exploitation de l'installation avec :

- Les coûts d'acquisition : terrain et financement ;
- Les revenus : prestation de traitement des déchets et vente de l'énergie ;

- Les coûts de fonctionnement : prestation de pilotage/maintenance/reporting, opérateur.

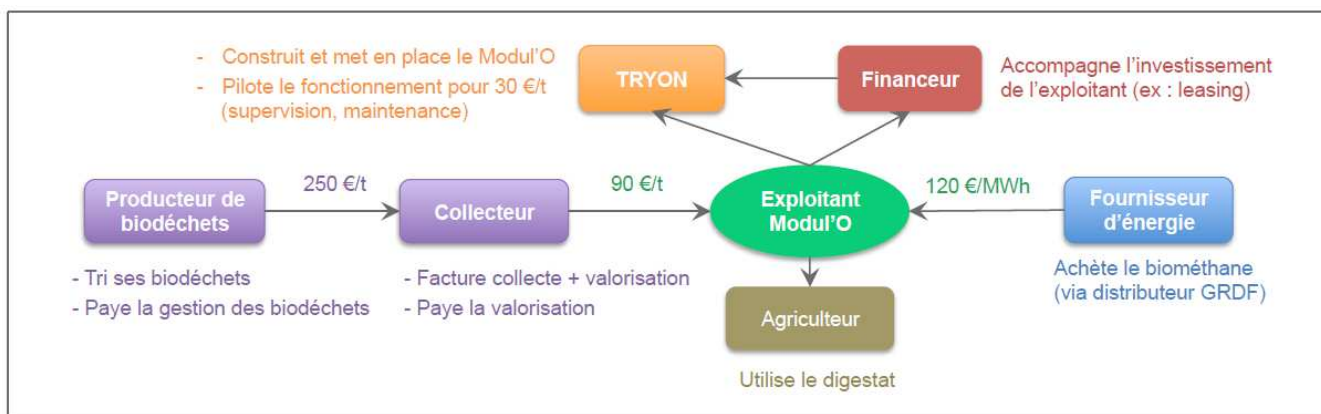


Figure 11 - Description des acteurs autour de la centrale de micro-méthanisation

4.8.2 Etude de potentiel

4.8.2.1 Hypothèses

Pour évaluer la quantité de bio-déchets utilisables, des ratios à partir de la typologie du quartier De la gare et des équipements alentours sont utilisés. Par ailleurs, à partir des surfaces des différents usages (logements, bureaux, commerces), des besoins énergétiques sont rapidement estimés. Les résultats sont présentés dans les deux tableaux suivants. Dans le cas du quartier de la gare, le gisement initial est de 275 tonnes. Ce gisement est **ultra-local** et reste relativement faible pour amortir des équipements comme un poste d'épuration et d'injection GRDF, qui semble pourtant pertinent au vu de la proximité du réseau de gaz. Le **besoin en énergie thermique régulier** pour l'eau chaude sanitaire semble suffisamment important pour envisager une valorisation par **cogénération** (production d'électricité et de chaleur), qui est néanmoins conditionné par **l'existence d'un réseau de chaleur dans le quartier**.

Tableau 1 - Hypothèses retenues sur le quartier de la gare

Le Nombre de bureaux a été déterminé à partir de la surface tertiaire dédiée sur le projet et réparti selon un ratio de 10m² par bureau. Le nombre de commerce a été déterminé à partir d'une hypothèse d'environ 300m² par commerce.

Gisement biodéchets	Logements	Bureaux	Commerces
Nombre	440	1600	5
Habitants	1760		
Production biodéchets en T	176	54	25
Production de petits déchets en T	20		
Gisement total	275		

4.8.2.2 Résultat d'étude

Dans notre cas, les produits issus de la micro-méthanisation sont évalués dans le compte de résultat prévisionnel ci-dessous. En tonnage est donnée la quantité de bio-déchets valorisés. Les chiffres clés sont donnés selon les unités suivantes :

- Production bio-méthane : 366 Nm³ ;

- Énergie brute correspondante : MWh d'énergie primaire ;
- Énergie électrique accessible : MWh d'énergie finale, correspondant à l'électricité produite par cogénération ;
- Chaleur fatale de la cogénération : MWh, correspondant à la chaleur récupérée des bio-déchets et produite par cogénération ;
- Puissance électrique installée : kW ;
- Production de fertilisant solide : tonnes ;
- Production d'eau claire : m3.

Tableau 2 - Compte de résultat prévisionnel

Tonnage	750	1000	1250	1500	1750	2000	3000	4000	5000	6000	250
CHIFFRES CLES											
Production biométhane	60	80	100	120	140	160	239	319	399	479	20
Énergie brute correspondante	581	774	968	1161	1355	1548	2322	3096	3870	4644	194
Énergie électrique accessible	203	271	339	406	474	542	813	1084	1355	1626	68
Chaleur fatale de la cogénération	290	387	484	581	677	774	1161	1548	1935	2322	97
Puissance électrique installée	23	31	39	46	54	62	93	124	155	186	
Production de fertilisant solide	188	250	313	375	438	500	750	1000	1250	1500	63
Production d'eau claire	458	610	763	915	1068	1220	1830	2440	3050	3660	153
INVESTISSEMENT (k€)											
Investissement brut	1068	1105	1179	1215	1252	1288	1501	1825	2035	2214	100
Investissement après subvention*	865	895	954	984	1013	1042	1213	1473	1642	1786	
COÛTS ANNUELS (k€)	61	67	74	83	94	105	146	182	213	238	3
Prestation TRYON	42	45	49	54	62	70	98	120	138	150	10
Consommation énergétique	7	9	11	13	14	16	23	31	38	45	2
Ressources humaines	4	5	6	7	8	8	12	15	18	21	1
Gestion du digestat	2	3	3	4	4	5	8	10	13	15	1
Gestion administrative (assurance, BQ...)	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	
GAIN ANNUELS EQUIVALENTS (k€)	168	224	280	336	392	448	672	896	1119	1343	56
Economies prestation traitement déchets	105	140	175	210	245	280	420	560	700	840	35
Revenus électriques	33	43	54	65	76	87	130	173	217	260	11
Revenus thermiques (ECS)	29	39	48	58	68	77	116	155	194	232	10
Économie eau claire produite	1	2	2	3	3	4	5	7	9	11	
REX ANNUEL	107	157	206	253	298	343	526	714	907	1105	52
Retour sur investissement (années)	10,0	7,0	5,7	4,8	4,2	3,8	2,9	2,6	2,2	2,0	1,9
Retour sur investissement aidé (années)	8,1	5,7	4,6	3,9	3,4	3,0	2,3	2,1	1,8	1,6	

Pour un tonnage de départ de **275 tonnes**, le retour sur investissement sans aides est estimé à 10 ans. En envisageant la mise en place d'une cogénération, les quantités d'énergie suivantes peuvent être produites :

- **68 MWh d'électricité**, qui sont rachetés par EDF dans le cadre des obligations d'achat pour des installations de cogénération de puissances inférieures à 300 kW ;
- **& 97 MWh de chaleur** peuvent être produit, qui couvrent le besoin d'ECS de 430 logements dans le quartier.

La solution proposée par Tryon est donc peu pertinente dans le cadre d'une restructuration énergétique ambitieuse du quartier de la Gare de Compiègne et Margny-Lès-Compiègne.

4.9 Potentiel géothermique, hydrothermique

Le potentiel géothermique sur le site du quartier de la Gare sera à évaluer par un bureau d'études en Géothermie & Hydrologie.

4.9.1 Type de solution géothermique

4.9.1.1 *Géothermie sur aquifère*

Le principe de la géothermie sur aquifère consiste à exploiter l'énergie disponible de manière permanente au sein d'une nappe d'eau souterraine.

L'eau souterraine est prélevée par l'intermédiaire d'un ou plusieurs forages de pompage à une température comprise entre 12 et 16°C. Elle est ensuite acheminée vers la pompe à chaleur (PAC), qui prélèvera les calories ou les frigories au travers d'un échangeur à plaques. L'eau est ensuite réinjectée dans le même aquifère par l'intermédiaire d'un ou plusieurs forages de réinjection.

Les principaux avantages d'un système géothermique sur aquifère sont :

- La stabilité en termes de rendement : lorsqu'ils sont correctement dimensionnés, les systèmes géothermiques sur aquifères sont plus **performants** que les systèmes aérothermiques, du fait des variations moindres de la température de la source d'énergie utilisée (coefficient de performance supérieur à 5/6 même au plus froid de l'hiver contre 2 à 2,5 pour de l'aérothermie) ;
- Des pertes thermiques dans le réseau hydraulique limitées du fait de l'utilisation de la basse température ;
- L'aspect écologique permettant de **valoriser une énergie renouvelable présente dans le sous-sol au droit même du projet** ;
- La possibilité de produire du **rafraîchissement gratuit** et direct par le sol grâce à une ressource à température fraîche et constante (12 à 16°C), par by-pass de la pompe à chaleur : géocooling, aussi appelé freecooling ;
- **La flexibilité** dans son fonctionnement et sa capacité à satisfaire une grande quantité de besoins énergétiques annuels, ce qui permet de réduire fortement les consommations électriques liées aux besoins de chauffage ou de rafraîchissement ;
- **L'absence d'impact visuel**, avec des ouvrages entièrement situés en sous-sol ou dans des locaux techniques, permet à la géothermie de s'intégrer parfaitement dans tous les types de configurations architecturales et notamment dans les bâtiments soumis à la réglementation des monuments historiques.

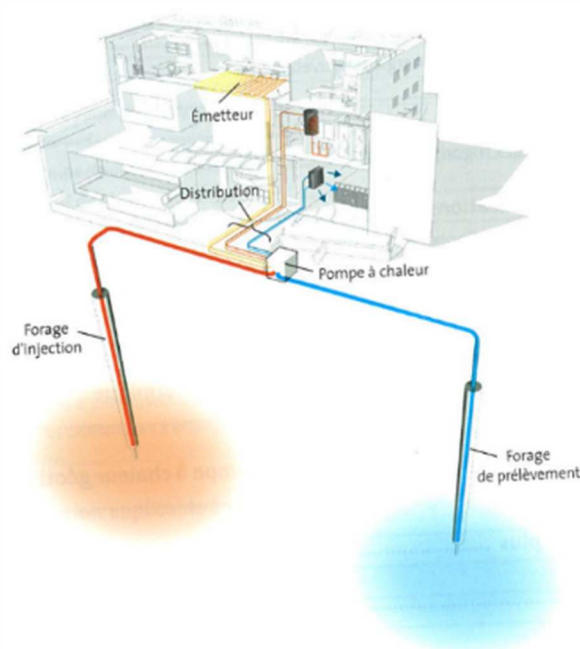


Figure 12 - Schéma de principe de la géothermie sur aquifère (BRGM, 2012)

4.9.1.2 Géothermie sur sondes verticales

Le principe de la géothermie sur champ de sondes consiste à exploiter l'énergie calorifique ou frigorifique disponible de manière permanente au sein du sous-sol. Cette énergie est acquise grâce au gradient géothermal, qui correspond à l'accroissement de la température du sous-sol avec la profondeur.

Des sondes constituées de tubes échangeurs en PEHD sont installées à la verticale dans un ensemble de forages profonds et sont prises dans un ciment thermique. Elles sont ensuite reliées entre elles par un réseau de canalisations installées en circuit fermé. Un fluide caloporteur est mis en circulation, et échange par conduction thermique, lors de son passage dans les sondes, de l'énergie avec le sous-sol. Cette énergie échangée est ensuite acheminée vers la pompe à chaleur.

A l'inverse de la géothermie sur aquifère, la productivité des champs de sondes ne dépend pas des ressources en eau souterraine. Cette solution est donc adaptée à une plus large gamme de configurations géologiques.

Les principaux avantages du système géothermique sur sondes verticales sont :

- Un rendement important malgré une température coté sous-sol variable au gré des cycles de chauffage et de rafraîchissement (température minimale à 3°C en hiver et maximale à 35°C l'été), les pompes à chaleurs géothermiques sur sondes présentent tout de même des coefficients de performance intéressants de l'ordre de 4 l'hiver et dépassant 5 l'été ce qui permet de se démarquer des solutions aérothermiques ;
- Des pertes thermiques dans le réseau hydraulique limitées du fait de l'utilisation de la basse température ;
- L'aspect écologique permettant de **valoriser une énergie renouvelable présente dans le sous-sol au droit même du projet** ;
- La possibilité de produire du **rafraîchissement gratuit** et direct par le sol, par by-pass de la pompe à chaleur : géocooling, aussi appelé freecooling ;

- **La flexibilité** dans son fonctionnement et sa capacité à satisfaire une grande quantité de besoins énergétiques annuels, ce qui permet de réduire fortement les consommations électriques liées aux besoins de chauffage ou de rafraîchissement ;
- **L'absence d'impact visuel**, avec des ouvrages entièrement situés en sous-sol ou dans des locaux techniques, permet à la géothermie de s'intégrer parfaitement dans tous les types de configurations architecturales et notamment dans les bâtiments soumis à la réglementation des monuments historiques.

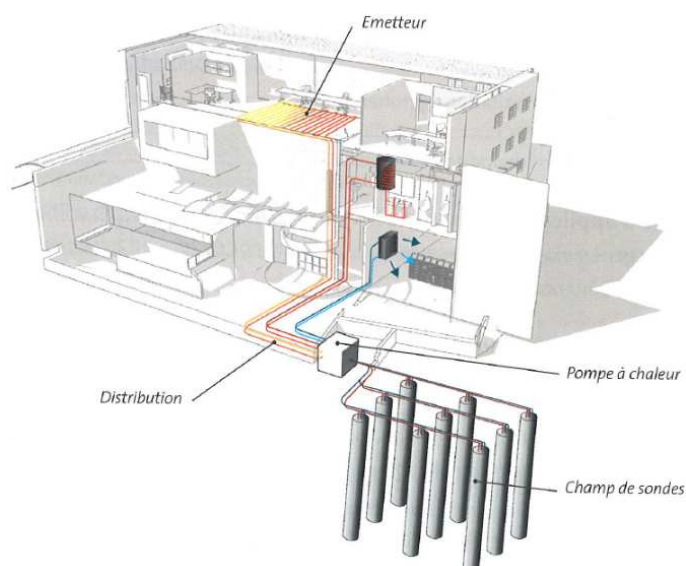


Figure 13 - Schéma de principe d'une installation de géothermie sur sondes verticales (BRGM, 2012)

4.9.1.3 Géothermie sur pieux et autres géo-structures énergétiques

Le principe de pieux énergétiques présente le même fonctionnement que les sondes géothermiques en profitant de la réalisation des éléments de structures enterrées du bâtiment (pieux, paroi moulée, radier, tunnels...), comme ouvrages dans lesquels sont incorporés des tubes échangeurs géothermiques en PEHD.

La connexion des tubes échangeurs thermiques à la centrale de production est réalisée à la finition de l'ensemble des fondations de la zone à raccorder, par un réseau de canalisations installées en circuit fermé. Un fluide caloporteur est mis en circulation, et échange, par conduction thermique lors de son passage dans les éléments de structures enterrées, de l'énergie avec le sous-sol. Cette énergie échangée est ensuite acheminée vers la pompe à chaleur.

A l'inverse de la géothermie sur sondes verticales, les régimes de température du fluide caloporteur sont plus limités dans les solutions sur pieux (température minimale à 3°C l'hiver et maximale à 25°C l'été), ceci afin de limiter les contraintes thermiques sur les pieux d'un point de vue mécanique. Son adaptation est donc plus restreinte et nécessite usuellement des besoins de chauffage et de rafraîchissement équilibrés.

Les principaux avantages du système géothermique sur géostructures énergétiques sont :

- La réalisation des ouvrages souterrains est effectuée **dans le cadre des travaux du bâtiment**, contrairement à la géothermie sur sondes, qui sont des ouvrages dédiés. Le dispositif ne présente donc qu'un faible surcoût pour l'activation énergétique des ouvrages (incorporation de tubes échangeurs en PEHD dans les armatures métalliques avant cimentation) ;

- Un **rendement important** malgré une température coté sous-sol variable au gré des cycles de chauffage et de rafraîchissement, les pompes à chaleurs géothermiques sur tubes échangeurs présentent tout de même des coefficients de performance intéressants de l'ordre de 4 à 5 l'hiver et dépassant 5 à 6 l'été ce qui permet de se démarquer des solutions aérothermiques ;
- Des pertes thermiques dans le réseau hydraulique limitées du fait de l'utilisation de la basse température ;
- L'aspect écologique permettant de **valoriser une énergie renouvelable présente dans le sous-sol au droit même du projet** ;
- La possibilité de produire du **rafraîchissement gratuit** et direct par le sol, par by-pass de la pompe à chaleur : géocooling, aussi appelé freecooling ;
- **L'absence d'impact visuel**, avec des ouvrages entièrement situés en sous-sol ou dans des locaux techniques, permet à la géothermie de s'intégrer parfaitement dans tous les types de configurations architecturales et notamment dans les bâtiments soumis à la réglementation des monuments historiques.

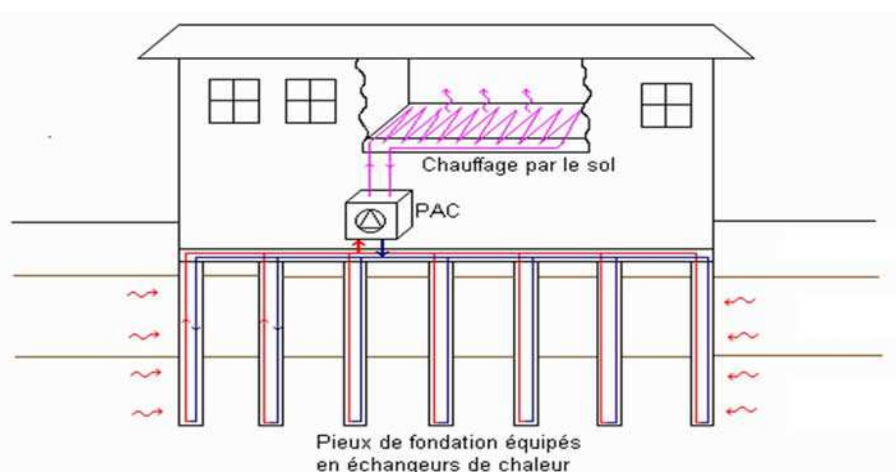


Figure 14 - Schéma de principe d'une installation de géothermie sur pieux énergétiques (BRGM)

4.9.2 Contexte géothermique du site

4.9.2.1 Contexte géothermique sur aquifère

D’après l’atlas du potentiel géothermique de la région Haut de France, le site d’étude se situe en zone très favorable pour la géothermie sur nappe.

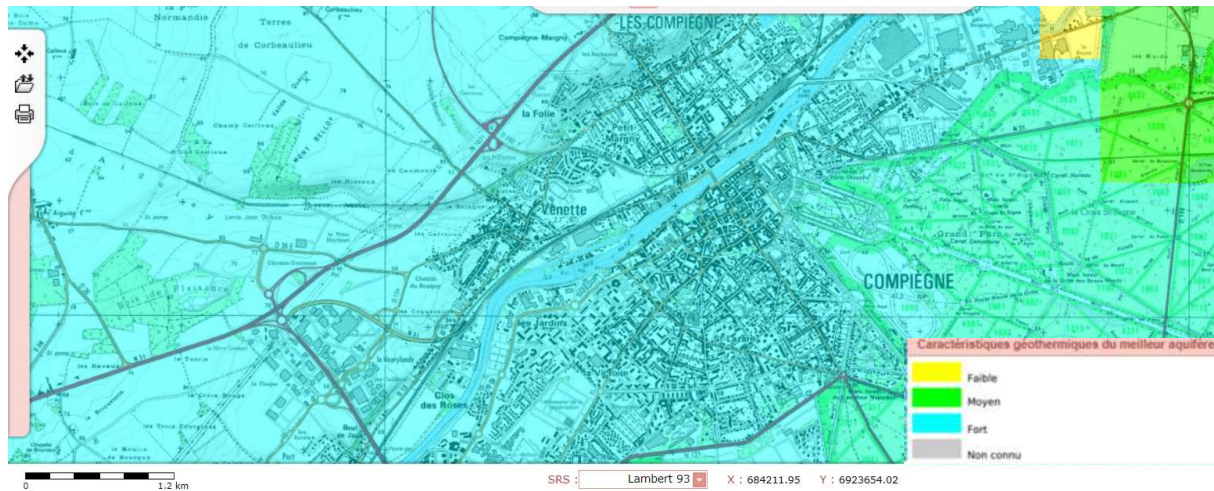


Figure 15 - Extrait de la carte du potentiel géothermique (BRGM)

- **Contraintes :**

- Zone de répartition des eaux de l’Albien-Néocomien captif
- Présence d’un périmètre de protection des captages d’alimentation en eau potable sur la commune
- Présence de 2 cavités anthropiques recensées sur la commune

- **Potentiel :**

Potentiel géothermique par aquifère

Nom aquifère	Altitude du toit (m)	Altitude du mur (m)	Cote piézométrique (m)	Profondeur d'accès (m)	Débit (m ³ /h)	Température (°C)	Potentiel
Craie (& sables du Thanétien)	37	-13	37	1	> 50	10 - 15	Fort

Ainsi le site présente un bon potentiel géothermique sur aquifère avec une nappe productive permettant d’envisager aussi bien une solution individualisée par bâtiment qu’une solution mutualisée sur l’ensemble du quartier sous la forme d’une boucle d’eau tempérée ou d’un réseau de chaleur (à conforter).

4.9.2.2 Contexte géothermique sur sondes verticales ou géostructures

Une estimation de la conductivité thermique et de la capacité calorifique des terrains au droit du projet a été réalisée sur une profondeur de 27 m sur base de la banque de données du sous-sol du BRGM.

Tableau 3 - Evaluation des paramètres thermiques des terrains

Age	Formation	Lithologie	Profondeur du toit (m/sol)	Épaisseur (m)	Conductivité thermique (W/m/K)	Capacité calorifique (MJ/m ³ /K)
Quaternaire	Alluvions		0	5	1,9	2,0
Secondaire	Craie du Sénonien		5	22	1,8	2,3
			27			
Moyenne sur 27 m					1,8	2,1
Température moyenne sur 27 m					Non répertoriée	

Ainsi le site présente un bon potentiel géothermique sur sondes verticales avec une valeur de conductivité thermique de l'ordre de 1,8 W/m/K, ce qui est plutôt favorable. A conforter avec une étude spécifique à réaliser.

4.9.3 Approche de dimensionnement de la géothermie

4.9.3.1 Optimisation du dimensionnement d'une solution de géothermie

Il est généralement admis que les appels de puissance d'un bâtiment suivent une courbe spécifique dite monotone, qui dépend de son fonctionnement ainsi que des températures horaires extérieures.

Dans le cadre d'opérations de géothermie, lorsque la puissance thermique de pointe n'est sollicitée que quelques heures par an, il est économiquement et techniquement intéressant de réduire la puissance de la pompe à chaleur géothermique et de la coupler avec un dispositif d'appoint.

En effet, les courbes monotones de bâtiments performants énergétiquement montrent en général que les grandes puissances ne sont que très rarement appelées et ne couvrent qu'une faible partie de l'énergie de chauffage/rafraîchissement. La figure suivante présente la courbe monotone de chauffage d'un bâtiment à haute performance énergétique.

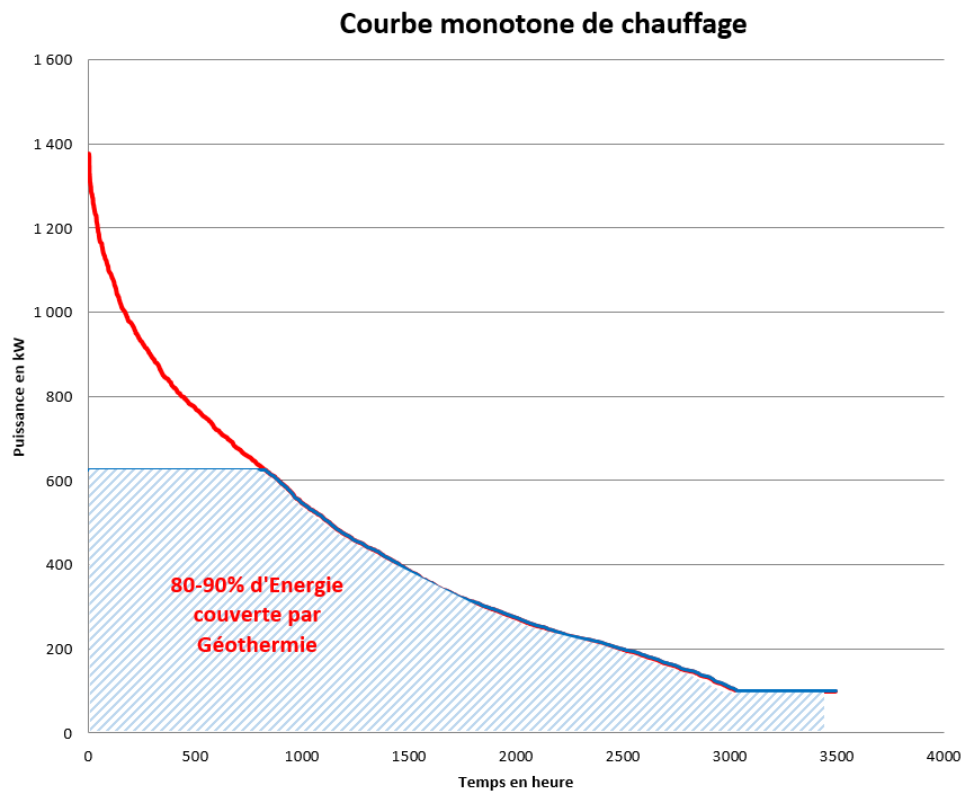


Figure 16 - Exemple de courbe monotone d'un bâtiment tertiaire

En première approche, il est possible de considérer qu'une puissance de production limitée à 40-50% de la puissance d'appel maximale devrait permettre de satisfaire près de 80 à 90 % des besoins de chauffage sur une année.

Dans le cadre de la géothermie, cette approche permet de minimiser fortement le coût de mise en œuvre de la solution tout en présentant une production EnR très intéressante. Le complément est géré par une solution d'appoint.

4.9.3.2 Approche de dimensionnement pour la géothermie

A partir de l'ensemble de ces éléments, il est possible de définir la pertinence de plusieurs scénarios de dimensionnements selon les typologies et superficie des bâtiments, présentés dans le tableau suivant :

Tableau 4 - Scénarios d'approche de dimensionnements selon typologie et superficie des bâtiments

Usage	Superficie	Type de besoin	Taux de couverture par géothermie Puissance	Taux de couverture par géothermie Energie	Type de solution géothermie	Pertinence	Base de dimensionnement
Logements	<6 000 m ²	Chauffage + ECS	50%	85%	Sondes verticales	Trop onéreuse	15-20 sondes verticales de 200 m
	>6 000 m ²		50%	85%	Nappe de la craie	Intéressante	Un doublet sur nappe à 50 m
Commerces	<5 000 m ²	Chauffage	50%	85%	Sondes verticales	Trop onéreuse	10 à 13 sondes verticales de 200 m
			85 %	100 %	Nappe de la craie	Intéressante	Un doublet sur nappe à 25 m
Tertiaire	<12 000 m ²	Chauffage + Clim	40 %	90 %	Sondes verticales	Très intéressante	15 sondes verticales de 200 m
	>12 000 m ²		40 %	90 %	Nappe de la craie	Très intéressante	Un doublet sur nappe à 25 m
Boucle d'eau	> 100 000 m ²	Chauffage + Clim +ECS	40 % Foisonnement des puissances	90 % Mutualisation	Nappe du calcaire Carbonifère	Très intéressante	Deux triplets sur nappe à 200 m + appoint en EnR

En conclusion, dans le cadre de l'aménagement de ce quartier, la géothermie semble constituer une bonne alternative, à développer selon deux approches distinctes :

- Une approche individualisée en cas d'absence de mutualisation (réseau de chaleur), avec une solution sur sondes verticales pour les équipements ou activités et les petits collectifs ou bureaux et une solution sur nappe pour les grandes superficies de bâtiments tertiaires ;
- Une approche mutualisée avec la création d'une boucle d'eau tempérée (réseau à 12-15°C) ou d'un réseau de chaleur (60°C), permettant de produire du chauffage et du rafraîchissement en simultané, alimentée en grande partie par une solution géothermique sur la nappe du carbonifère, et couplée avec une solution d'appoint EnR pour garantir un taux EnR supérieur à 50% et ainsi permettre la réduction de la TVA à 5,5% dans la vente d'énergie.

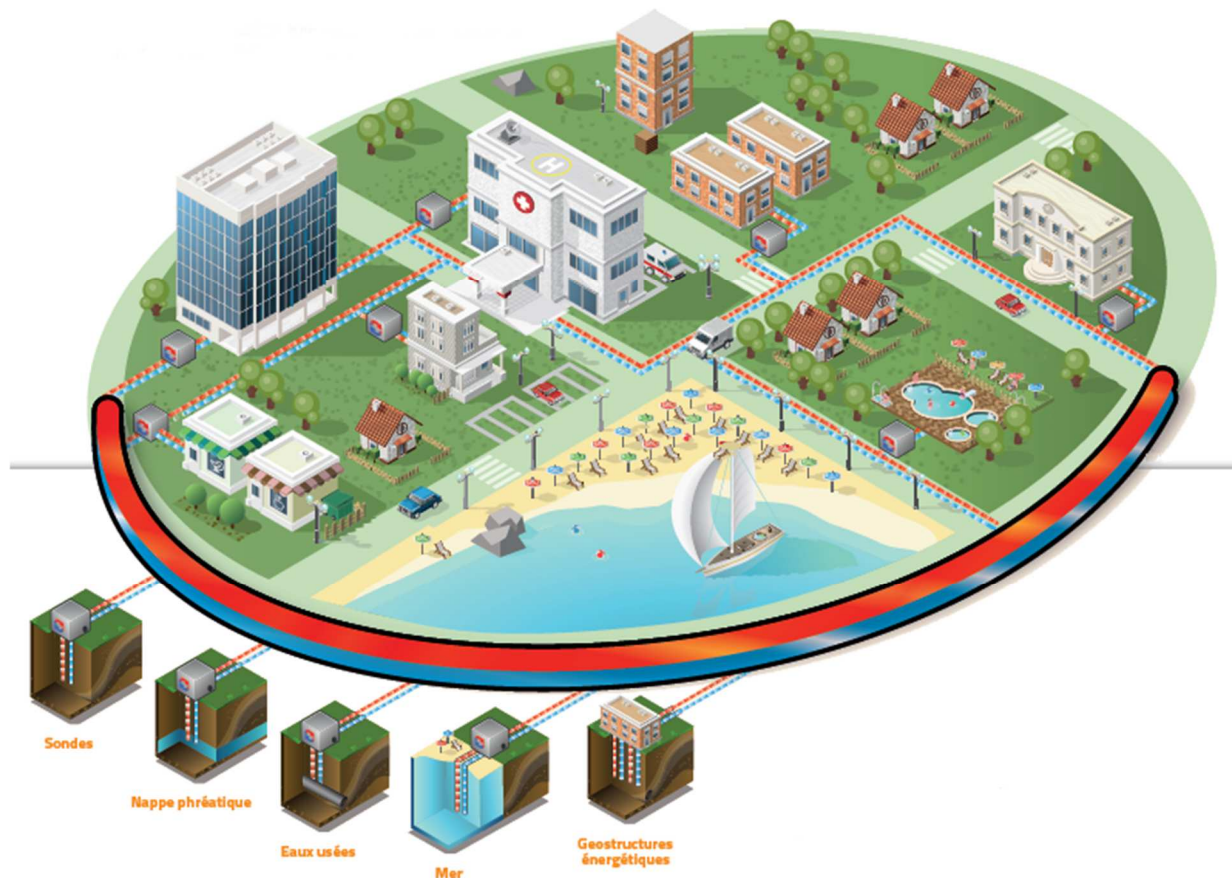


Figure 17 - Schéma conceptuel d'une boucle d'eau tempérée géothermique (AFPG)

Remarque :

Dans le cadre d'une boucle d'eau tempérée, il est possible de prendre en considération un foisonnement des appels de puissances et des besoins énergétiques en chauffage et en climatisation.

L'approche proposée ne vaut pas étude de faisabilité. Elle a pour objectif de présenter les grandes lignes d'une installation de géothermie. L'évaluation de la couverture énergétique et du coût de l'installation (individuelle ou en boucle d'eau) est estimative et devra faire l'objet d'une étude de faisabilité préliminaire conformément au cahier des charges de l'ADEME dans le cadre des subventions au titre du Fonds Chaleur.

4.10 Potentiel aérothermique

Le SRCAE indique que le gisement estimé aboutit aux potentiels suivants de production de chaleur aérothermique :

- 3 200 GWh/an en maisons individuelles
- 4,5 GWh/an en immeubles collectifs.

Solution(s) technique(s) envisageable(s) :

L'installation de pompes à chaleur Air/Eau sur le quartier De la gare pourrait se faire à l'échelle à l'échelle du bâtiment uniquement et pas dans le cas d'une production centralisée type mini réseau de chaleur.

Pour cela, l'installation fonctionne de la manière ci-dessous :

- Utilisation des calories contenues dans l'air pour le chauffage et l'ECS par le biais d'une pompe à chaleur,
- Emission de chaleur de chauffage par plancher chauffant ou radiateur basse température (plus la température chauffage est faible, plus le COP est élevé),
- COP varie selon la température extérieure,
- Utilisation d'une résistance électrique pour des températures extérieures inférieures à - 5°C (selon fabricant),
- COP à 7°C = 3,5 environ selon fabricant,



Photo non contractuelle



61AF-055B PAC air/eau gainé

Rendement énergétique saisonnier

SCOP (Low 30°C/35°C):	3.63 kWh/kWh
SCOP (Medium 47°C/55°C)*:	3.14 kWh/kWh
Pdesignh:	A+

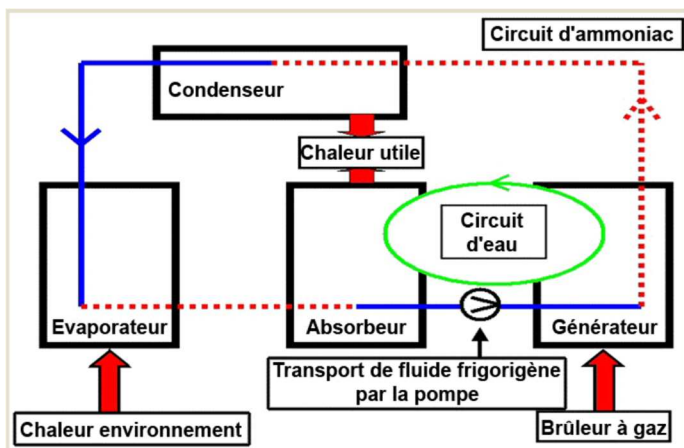
Toutes les données relatives à l'efficacité saisonnière sont données pour les unités standard

* ECODESIGN Compliance value as per (EU) N° 813/2013

Informations sur l'unité

Source de production:	Montluel, France
Réfrigérant:	R-407C
Contrôles étage de puissance:	1
Puissance minimum:	100 %
Nombre de circuits de refroidissement:	1
Poids d'exploitation / expédition:	591/593 kg
Dimensions de l'appareil (L x l x H):	2100/1114/1371 mm

La source principale peut être aussi le gaz :



Version A air/eau



Version GS eau/eau

4.11 Potentiel hydroélectrique

Le potentiel hydroélectrique est existant sur le site. Néanmoins, au regard du PPRI et des difficultés à mettre en œuvre cette énergie, la solution n'a pas été retenue.

4.12 Potentiel en biomasse combustible

Si le bois est un combustible d'utilisation relativement complexe, pour des raisons liées à son hétérogénéité, à la technologie des chaudières et à la gestion des approvisionnements, cette énergie peut néanmoins être une énergie assez bon marché ou à coût initial négatif (hors coût de transformation et transport), selon les options choisies. En effet, selon le type de bois utilisé, la quantité de main d'œuvre et donc le prix de revient de la tonne de bois variera dans de très fortes proportions : énergie gratuite en recourant à des bois de type déchets industriels banals simplement propres, ou énergie à prix moyen s'il s'agit de déchets de bois propres (palettes, emballages). En revanche, le combustible peut être beaucoup plus onéreux s'il s'agit de rémanents forestiers ou de taillis à courtes rotation (T.C.R.), du moins en dehors de tout contexte spécifique de soutien à l'emploi local.

Le bois à l'état de matière première doit toutefois être absolument différencié du bois à l'état combustible (et a fortiori, du bois sous forme plus élaboré, litière pour animaux par exemple). Entre ces deux états s'insère un traitement lourd et faisant appel à de multiples compétences :

- Transport (arrivée de la matière première et livraison du combustible en sortie) ;
- Tri visuel, mécanique, électromagnétique ;
- Broyage(s) ;
- Criblage ;
- Contrôle qualité ;
- Stockage et séchage ;
- Pesage ;
- Etc...

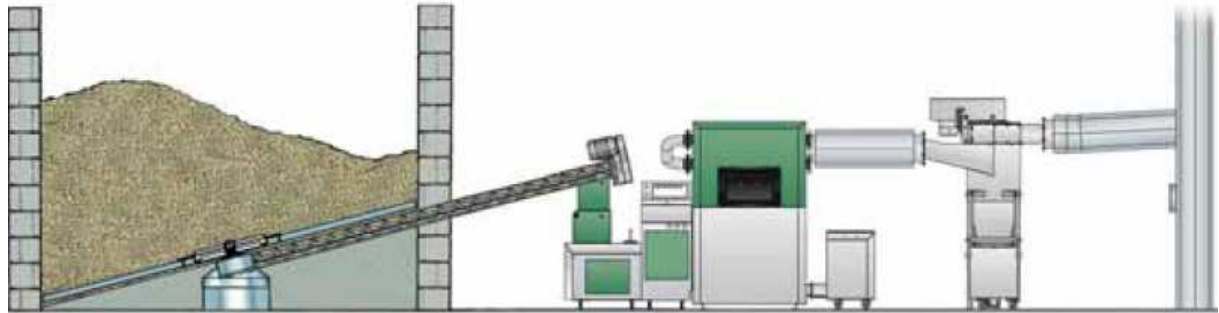
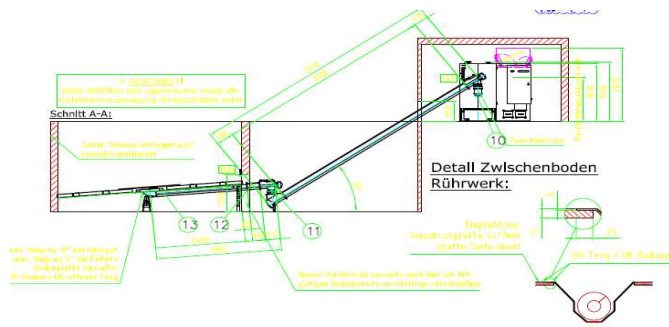
Solution(s) technique(s) envisageable(s) :

Comme pour la solution gaz, deux solutions de productions de chaleur sont envisageables sur le quartier :

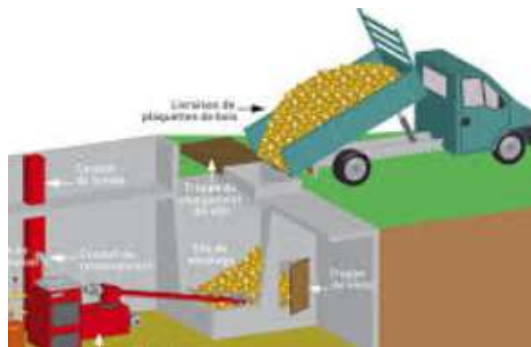
- Une chaufferie par bâtiment avec une production à partir de granulés ou bois déchiqueté



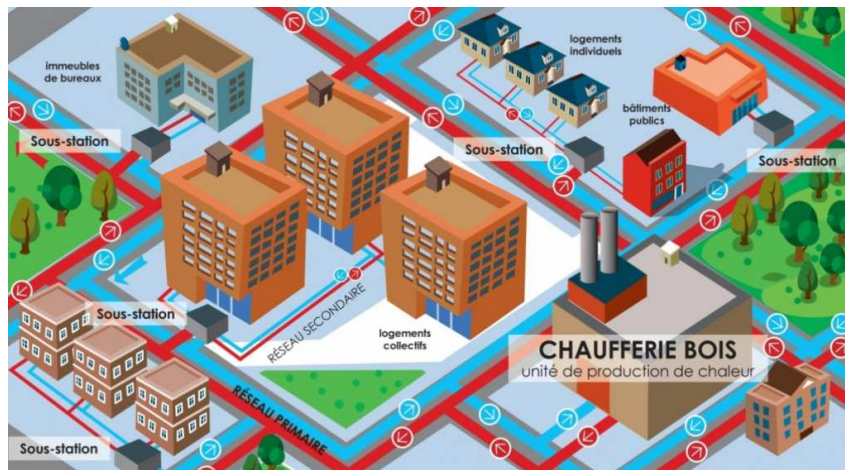
Le bois est acheminé vers la chaudière par des systèmes de vis sans fin.



La livraison se fait par camion benne :

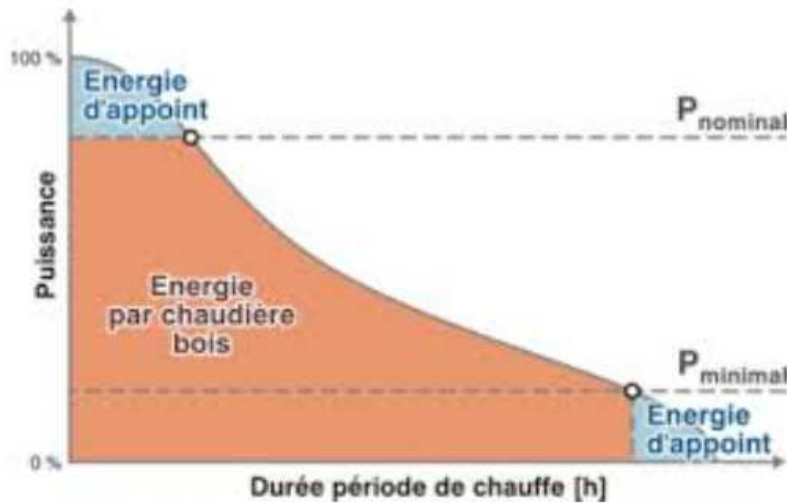


- Une chaufferie centrale alimentant un mini réseau de chaleur à partir de bois déchiqueté



Lorsque le découpage de la zone en lots sera défini et que les équipes de maîtrise d'œuvre seront désignées, il sera opportun de déterminer les types et les puissances de chaudières à installer selon les volumes à chauffer, la nécessité ou non d'un appoint, le dimensionnement du volume de stockage et de la surface de la chaufferie...

Le dimensionnement se fait en fonction de courbe monotone et des besoins de chaleur

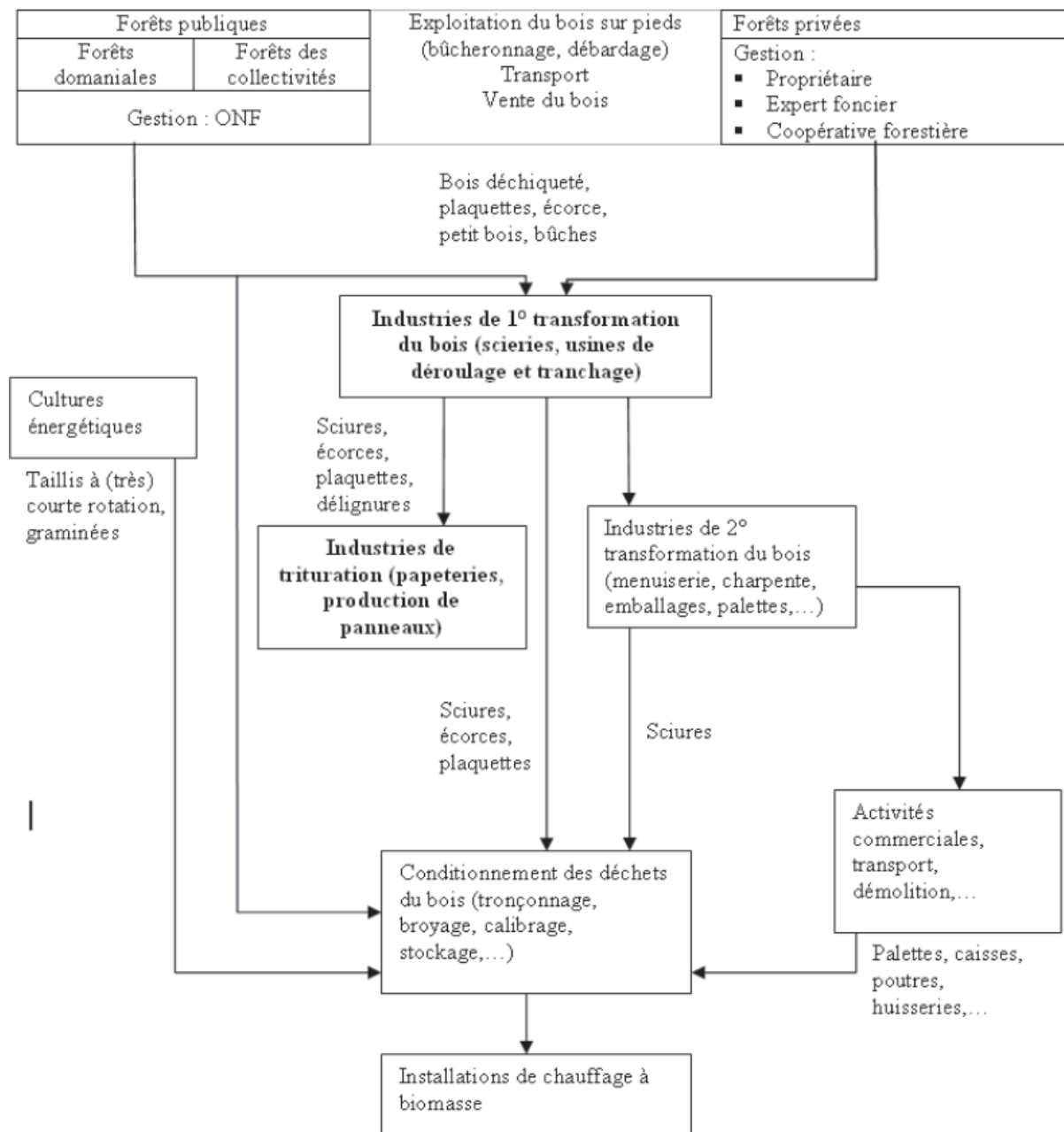


	puissance chauffage maximale	Besoin annuelle	Chaudière gaz					
			besoin thermique bois	consommation en MWh	consommation en Tonnes	Consommation en MAP (mètre cube apparent)	besoin thermique assurée par les chaudières gaz	consommation gaz
janvier	226,9 kW	44,4 MWh	40,1 MWh	47,2Mwh	13,88 tonnes	64,6Map	4,2 MWh	4,5 MWh
février	218,1 kW	19,8 MWh	18,1 MWh	21,3Mwh	6,26 tonnes	29,2Map	1,7 MWh	1,8 MWh
mars	210,9 kW	18,6 MWh	18, MWh	21,2Mwh	6,23 tonnes	29,Map	,6 MWh	,6 MWh
avril	218, kW	7,7 MWh	6,8 MWh	8,Mwh	2,35 tonnes	11,Map	1, MWh	1, MWh
mai	, kW	, MWh	, MWh	, MWh			, MWh	, MWh
juin	, kW	, MWh	, MWh	, MWh			, MWh	, MWh
juillet	, kW	, MWh	, MWh	, MWh			, MWh	, MWh
août	, kW	, MWh	, MWh	, MWh			, MWh	, MWh
septembre	30,2 kW	,1 MWh	,1 MWh	,1Mwh	,03 tonnes	,2Map	, MWh	, MWh
octobre	51,2 kW	1,1 MWh	1,1 MWh	1,3Mwh	,38 tonnes	1,8Map	, MWh	, MWh
novembre	211,2 kW	19,1 MWh	18,5 MWh	21,8Mwh	6,4 tonnes	29,8Map	,6 MWh	,6 MWh
décembre	209,3 kW	13,4 MWh	13, MWh	15,3Mwh	4,5 tonnes	21,Map	,5 MWh	,5 MWh
Total		124,2 MWh	115,7 MWh	136,1Mwh	40,03 tonnes	186,5Map	8,6 MWh	9, MWh

En général, les ratios de dimensionnement sont les suivants :

- < 150 kW : chaudière bois
- > 150 kW : chaudière bois + appoint gaz
- Volume du silo couvre 2 à 3 semaines du mois le plus froid
- Volume utile = 0,7 x volume silo
- Puissance de la chaudière bois = 50 % de la puissance chaudière gaz
- Taux de couverture = 80 % des besoins en chaleur

Le schéma ci-dessous donne un aperçu des principales filières d’approvisionnement en biomasse.



Selon « l’inventaire du gisement biomasse en région Nord-Pas-de-Calais », la biomasse combustible disponible de cette zone géographique provient de plusieurs sources :

Ressource	Tonnes/an	MWh/an
Pailles de céréales	141 500	580 150
Pailles d’oléagineux	34 000	136 000
Issues de silos	6 600	27 646
Plaquette forestière	105 200	441 840
Bois d’égamage urbain et rural	240 000	720 000
Produits connexes de la 1ere transformation (vrac ou granulés)	43 600	144 000
Bois de la 2 ^{nde} transformation	30 000	114 000

Le bois d'élagage urbain semble être la ressource locale la plus pertinente afin d'alimenter la (les) chaufferie(s) bois du quartier De la gare.

Avantages	Point de vigilance
<p>Préservation des ressources fossile pour l'utilisation d'une ressource renouvelable</p> <p>Contribution à la réduction des gaz à effet de serre grâce au potentiel de captation du CO2 (le CO2 rejeté correspond à la quantité absorbée lors de la croissance de l'arbre). Le bois consommé n'augmente donc pas l'effet de serre, la seule condition étant de replanter autant de bois qu'on en coupe</p> <p>La combustion du bois ne génère pas de soufre.</p> <p>Dynamisme économique local (la filière bois énergie mobilise 4 fois plus de main d'œuvre que les énergies fossiles, le secteur est donc créateur d'emplois).</p> <p>Les cendres, riches en éléments minéraux peuvent servir de fertilisant</p> <p>Possibilité de faire de l'ECS</p>	<p>Question du fonctionnement hiver/été si le bois sert aussi à produire de l'eau chaude sanitaire</p> <p>Réfléchir à des dispositifs de mutualisation de commande et de stockage</p> <p>Coûts impliqués par les travaux de génie civil nécessaires au stockage de la ressource bois</p>

Les différents fournisseurs présents dans le secteur, sont les suivants :

- TerrEnergie
 - Appellation : plaquette de bois
 - Origine : forestière
 - Livraison de 30 à 90 m3
- Arborex
 - Appellation : plaquette de bois
 - Origine : forestière
 - 35€ la tonne
- ITS WOOD
 - Appellation : plaquette de bois
 - Origine : forestière (hêtre – chêne – frêne)
 - Livraison de 30 T par camion à fond mouvant

4.13 Potentiel de récupération de chaleur sur les eaux usées

4.13.1 Système centralisé

Le SRCAE indique que le potentiel de récupération est de 70GWh/an sur les eaux usées à l'horizon 2020.

La chaleur des eaux usées est une énergie disponible en quantité importante en milieu urbain et donc proche des besoins.

La récupération de leur énergie thermique encore appelée « cloacothermie » s'appuie sur les mêmes principes techniques que ceux de la géothermie sur nappe, à la différence que les calories (ou les frigories) sont issues de nos propres rejets d'eaux, évacués au travers d'un réseau d'assainissement.

Elle met en œuvre un échangeur capable de récupérer et de transférer cette énergie vers une pompe à chaleur qui est à même de porter un liquide caloporteur (eau pure ou glycolée) à une température adéquate pour répondre à des besoins thermiques donnés. Une fois leur énergie récupérée au travers de l'échangeur, les eaux usées reprennent leur cycle classique de collecte et d'assainissement.

Compte tenu de la température des eaux usées tout au long de l'année (moyenne autour de 15°C) et de leur faible variation entre l'hiver et l'été, la cloacothermie peut répondre à la fois à des besoins de chauffage en hiver et de rafraîchissement en été.

La cloacothermie déjà largement répandue depuis plus de 20 ans chez nos voisins européens, (notamment en Suisse, Allemagne, Autriche et Norvège) comporte différentes variantes technologiques selon l'endroit où est récupérée l'énergie thermique des eaux usées :

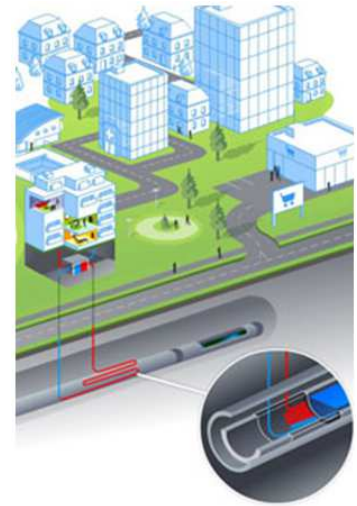
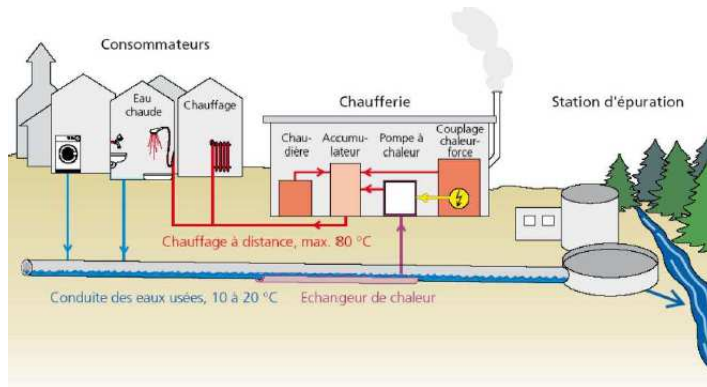
- Dans les collecteurs du réseau d'assainissement (ouvrages assurant la collecte et le transport des eaux usées : canalisations, conduites, ...)
- Dans les stations d'épuration (STEP)
- Dans les stations (ou postes) de relevage
- Au pied de bâtiments ayant une forte consommation d'eau (dans ce dernier cas, on parlera plutôt de récupération d'énergie thermique sur les eaux grises)

Avantages et limites des différents systèmes

Dans les collecteurs	Dans les STEP	Dans les stations de relevage	Au pied des bâtiments
<p>Potentiel de puissance entre 10 kW et 1 MW</p> <p>S'installe dans le réseau public</p> <p>Nécessite d'avoir de longues conduites droites et un gros diamètre</p> <p>Doit vérifier les effets sur le fonctionnement du process de la STEP (abaissement de la T°)</p> <p>Proximité des preneurs de chaleur</p>	<p>Potentiel de puissance jusqu'à 20 MW</p> <p>Pas de problème de refroidissement</p> <p>Risque d'être éloigné des preneurs de chaleur</p>	<p>Potentiel de puissance jusqu'à 2 MW</p> <p>Solution indépendante de la taille du collecteur</p> <p>Système encore nouveau avec peu de retour d'expérience</p>	<p>Potentiel de puissance entre 50 kW et 300 kW</p> <p>Solution simple pour l'eau chaude sanitaire, mais qui ne convient pas pour un chauffage à distance</p> <p>Solution individuelle, pour les bâtiments de taille significative (hôtel, hôpital, piscine, industrie)</p>

Solution(s) technique(s) envisageable(s) :

Dans le cadre du projet urbain du quartier De la gare, le système le plus adapté semble être celui installé dans les collecteurs du réseau d'assainissement, au vu de la typologie du bâti, plutôt résidentiel. Selon l'Office Fédéral de l'Énergie Suisse et la Lyonnaise des Eaux, il faut au minimum une cinquantaine de logements collectifs pour mettre en place ce type de solution. Couplé à une chaudière et une pompe à chaleur, un tel dispositif permet éventuellement d'alimenter un chauffage centralisé à distance.



Les données sont les suivantes :

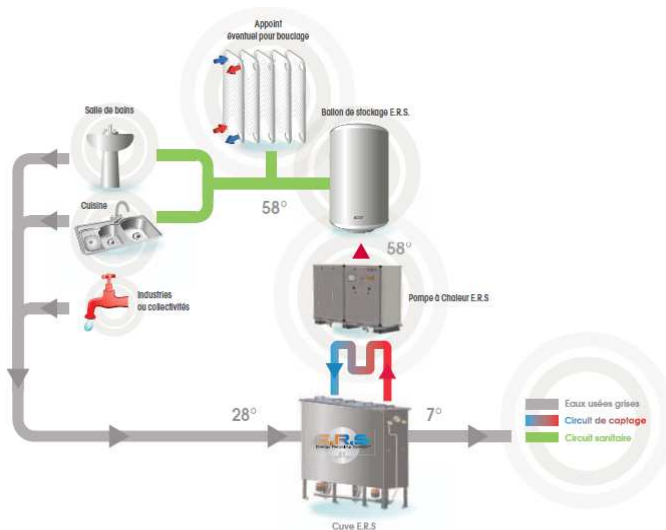
- Pompe à chaleur en local technique,
- Circulation d'un fluide caloporteur en boucle fermée.
- Distance maximale entre collecteur : 250 m.
- Mise en œuvre d'un échangeur de chaleur installé sur le collecteur d'eaux usées :
 - Débit minimal d'eaux usées : 12 l/s
 - Diamètre minimal : 800 mm existant, 400 mm neuf.

4.13.2 Système décentralisé

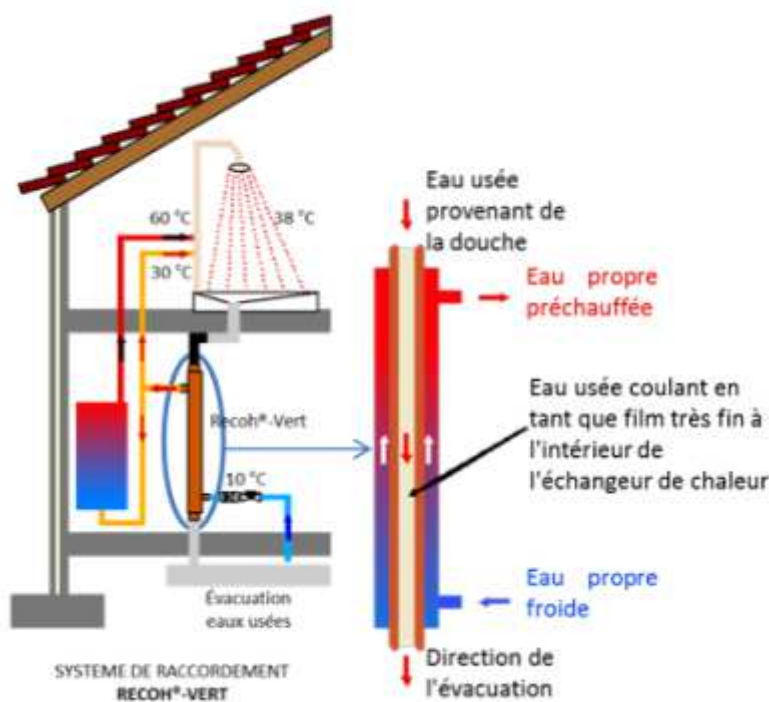
Il est aussi possible de récupérer de l'énergie sur les eaux des douches des logements ou eaux issus des cuisines.

Deux grands principes existent :

- Récupération d'énergie sur douche, avec mise en place d'une pompe à chaleur. La pompe à chaleur récupère alors côté évaporateur les calories des eaux usées. Cette énergie est alors transformée en chaleur par le biais d'une pompe à chaleur.



- Récupération d'énergie sur douche, pour préchauffage de l'eau chaude sanitaire : l'eau chaude sanitaire en descendant récupère l'excédent de chaleur de l'eau usée des douches pour préchauffer l'eau froide sanitaire.



4.14 Potentiel de récupération de l'énergie fatale

L'« énergie fatale » désigne la quantité d'énergie inéluctablement présente dans certains processus ou produits, qui peut parfois être récupérée et/ou valorisée.

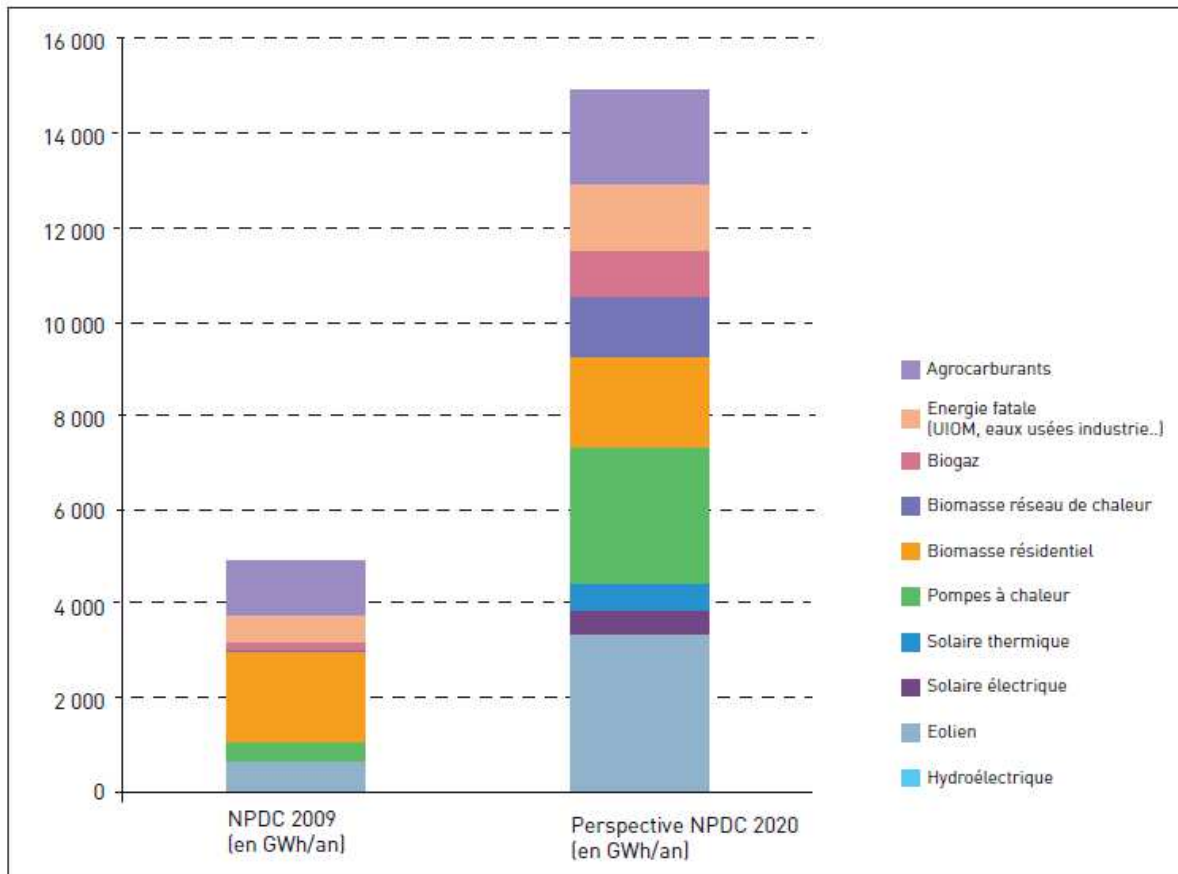
Exemple : méthanisation des déchets, récupération sur la dissipation de chaleur émise par un processus de fabrication, un data center, ...

Le SRCAE de Picardie estimait à 1 590 le gisement d'énergie fatale de la « région », réparti entre les processus industriels, les unités d'incinération d'ordures ménagères ou la chaleur présente dans les eaux usées.

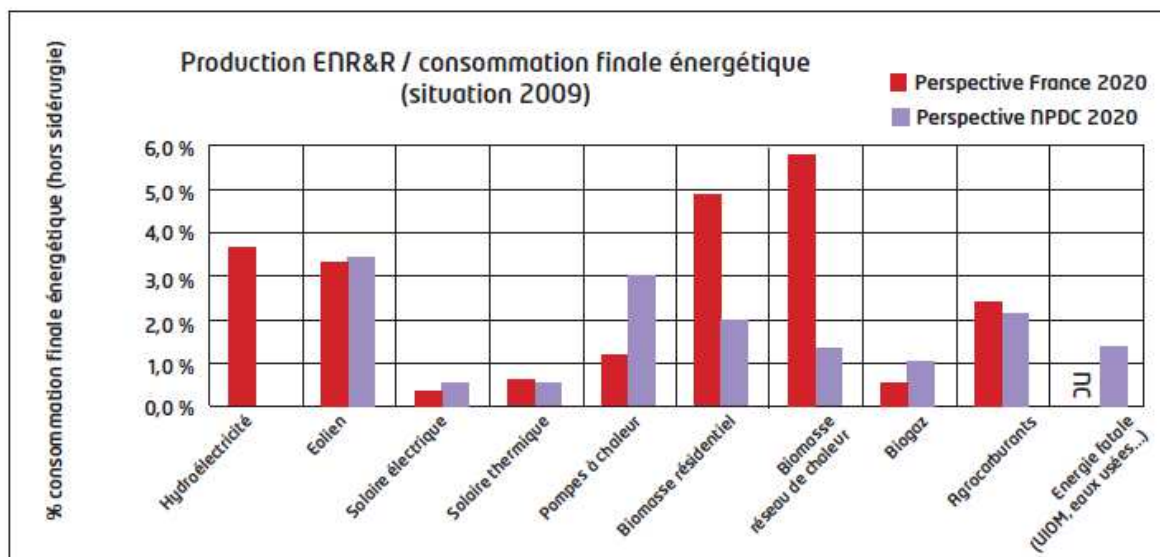
Le quartier De la gare étant en site urbanisé, il n’y a pas de process industriel à proximité sur lequel il serait possible de récupérer de l’énergie fatale.

4.15 Esquisse des scénarios d’opportunité de développement des EnR

En matière de production d’énergies renouvelables, le SRCAE du Nord-Pas-de-Calais vise l’objectif suivant : « effort de développement des énergies renouvelables supérieur à l’effort national (multiplication par 3,8 de la part des énergies renouvelables dans les consommations régionales) ».



Résultats de la mise en œuvre du scénario « objectifs Grenelle » du SRCAE Nord-Pas-de-Calais sur la production d’énergies renouvelables (Energies Demain – 2011)



Comparaison des perspectives de productions d'ENR nationale et régionale à l'horizon 2020, DREAL Hauts de France, Energies Demain

Les principaux efforts envisagés sont portés par l'éolien, les PAC aérothermiques (Air/Air et Air/Eau), le biogaz, ainsi que par les réseaux de la chaleur (valorisation des énergies fatales et intégration des énergies renouvelables).

Le PCET de la métropole indique un potentiel plausible de production locale d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) à l'horizon 2020 est estimé à 2820 GWh, soit entre 7,5% (scénario tendanciel) et 8,2% (scénario volontariste) de la consommation énergétique finale du territoire. Compte-tenu de la forte urbanisation du territoire métropolitain, et donc des gisements faibles en bois et biomasse issus de l'agriculture, le territoire s'avère également peu adapté au développement de l'hydraulique et du grand éolien, qui nécessitent des espaces vides importants.

Les principaux objectifs émis sont les suivants :

- Production d'énergie à partir des déchets au centre de valorisation énergétiques
- Valorisation du biogaz-carburant produit au centre de valorisation organique
- Construire une stratégie de développement des réseaux de chaleur

4.15.1 Synthèse des potentiels

Energie	Atouts	Faiblesses
Micro éolien	Simple à installer Coût d'investissement limité Peu de démarches administratives Intégration paysagère plus aisée	Rendement relativement faible Rentabilité difficile sans aide financière Secteur à faible potentiel
Solaire	Bonne répartition de la ressource Production localisée au même endroit que les besoins Potentiel important	Coûts de mise en place élevés Raccordement au réseau encadré par la réglementation – autoconsommation collective
Géothermie	Permet de profiter du potentiel énergétique du sol. Rafraichissement gratuit N'engendre pas de contraintes liées à la place	Incertitude sur le sol ou la nappe Coût Nécessite régime de basse température Utilise l'électricité
Aérothermie	Technologie maîtrisée et facile à installer Coûts d'investissement relativement faibles	Seule une part de la production de la pompe à chaleur considérée comme une EnR. Ne peut être valorisé que comme décentralisé
Biomasse combustible	Valorisation de l'élagage urbain Localisation géographique proche	Besoin de structurer la filière de collecte et d'approvisionnement Impact acheminement Impact chaufferie et silo : place sur site
Biomasse méthanisable	Permet de valoriser les déchets Permet de produire de la chaleur et éventuellement de l'électricité Peut être utilisée par un réseau de chaleur	Coût Impact acheminement
Récupération des déchets et réseau de chaleur	Réseau de chaleur déjà présent sur le site, bientôt raccordé au CVE d'Halluin	Réseau de chaleur alimenté par des ENR&R à 60%.
Récupération de chaleur sur les eaux usées	Site à proximité du lieu de consommation	Investissement conséquent Incertitude sur le débit.

REPARTITION DES ENERGIES SUIVANT L'USAGE	
Chauffage, ECS et climatisation	Électricité
Gaz naturel ou biogaz	Électricité du réseau
Électricité	Solaire photovoltaïque
Biomasse	Éolien
Géothermie	Cogénération
Solaire thermique	
Récupération de chaleur (énergies fatales)	

4.15.2 Échelles de mobilisation des énergies

Toutes les énergies ne sont pas mobilisables de la même manière et pour la même échelle. Le Guide du CETE sur les Études sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements – Conseils pour la mise en œuvre de l'article L128-4 du Code de l'Urbanisme propose le tableau suivant :

Energie	Utilisation	Système et échelle pour la mise en place	
Éolien	Electricité	Petit éolien	Bâtiment / quartier
		Grand éolien	> Ville
Solaire thermique	Chaleur	Panneaux solaires thermiques (indépendants)	Bâtiment
		Ensemble de panneaux solaires thermiques (rassemblés en site ou diffus sur plusieurs bâtiments), avec réseau de chaleur	Quartier
		Ensemble de panneaux solaires thermiques (rassemblés en site ou diffus sur plusieurs bâtiments), avec réseau de chaleur	Quartier / Ville
Solaire photovoltaïque	Electricité	Panneaux solaires photovoltaïques (indépendants)	Bâtiment
		Ferme solaire photovoltaïque	Quartier / ville
Géothermie	Chaleur / froid	Géothermie superficielle avec pompe à chaleur	Bâtiment
		Géothermie sur sondes (éventuellement avec le réseau de chaleur basse température)	Bâtiment / Quartier
		Géothermie profonde avec réseau de chaleur / froid	Quartier
Aérothermie	Chaleur / froid	Pompe à chaleur	Bâtiment
Hydrothermie	Electricité	Petit hydraulique	Quartier
		Grand hydraulique	> Ville
Biomasse	Chaleur / électricité	Chaudière biomasse individuelle ou immeuble (avec ou sans cogénération)	Bâtiment
		Chaudière biomasse collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur	Quartier
Biogaz	Chaleur / électricité	Injection dans le réseau de distribution de gaz	> Ville
		Combustion sur le lieu de production	Quartier
		Chaudière gaz collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur	Quartier
Chaleur fatale	Chaleur / électricité	Turbine électrique et/ou chaleur distribuée par un réseau	Quartier
Chaleur des eaux usées	Chaleur	Système de récupération (échangeur) et pompe à chaleur	Quartier
		Système de récupération (échangeur), réseau de chaleur basse température et PAC	Bâtiment
Chaleur des bâtiments (y.c datacenters)	Chaleur	Réseau de chaleur basse température et PAC	Quartier / Ville

Légende : vert : probable - jaune : possible - rouge : peu probable

5 SYNTHÈSE DU DIAGNOSTIC

En recoupant les échelles de mobilisation des énergies et les potentiels en énergies renouvelables ou récupérables, on obtient quelques premières orientations, qui seront à mettre en perspective avec les besoins en énergie de l'aménagement pour définir les scénarios à retenir.

En restant à l'échelle de l'aménagement et donc du quartier de la gare, les énergies mobilisables seraient les suivantes :

Energie mobilisable	Usage	Disponibilité	Remarque
Micro éolien	Électricité	+	Étude des vents à l'échelle du quartier nécessaire Rentabilité à préciser
Solaire thermique	Chaleur	+++	Ressource facilement mobilisable Rentabilité à préciser
Solaire photovoltaïque	Électricité	+++	Installation pour revente peu rentable Autoconsommation collective directe des habitants expérimentale
Géothermie	Chaleur	+++	Etude spécifique à réaliser
Hydraulique	Électricité	-	Possibilités à proximité Contraintes réglementaires Crues
Biomasse	Chaleur Électricité	++	Ressource en élagage urbain Fournisseurs à proximité Difficultés d'accès au centre ville pour les livraisons
Déchets	Chaleur Électricité	-	Potentiel
Energie fatale	Chaleur	-	Pas d'industrie sur le secteur a priori mobilisable
Eaux usées	Chaleur	+++	Rentabilité à préciser

Le solaire, la géothermie, la création d'un réseau de chaleur urbain, par le bois ou la géothermie, semblent constituer les énergies les plus facilement mobilisables à l'échelle du quartier. Le principe est de favoriser le réseau de chaleur qui est le mode de production le plus vertueux.

Suite à cette étude préliminaire, les solutions ci-après ont été retenues dans le cadre de l'étude de faisabilité. Les scénarios proposés sont les suivants :

- **SR1 : Scénario de référence : chaufferie par chaudière gaz pour production chauffage + ECS+ ENR pour les logements et le tertiaire**

- **SR2 : Scénario de référence : chaufferie par chaudière gaz intégrant une PAC – Pompe A Chaleur – pour production chauffage + ECS+ ENR pour le tertiaire**
- **S1 : Réseau de chaleur urbain au niveau du quartier par chaufferie bois – 60%**
- **S2 : Réseau de chaleur urbain au niveau du quartier par chaufferie bois – 100%**
- **S3 : Réseau de chaleur urbain au niveau du quartier par géothermie sur nappe**

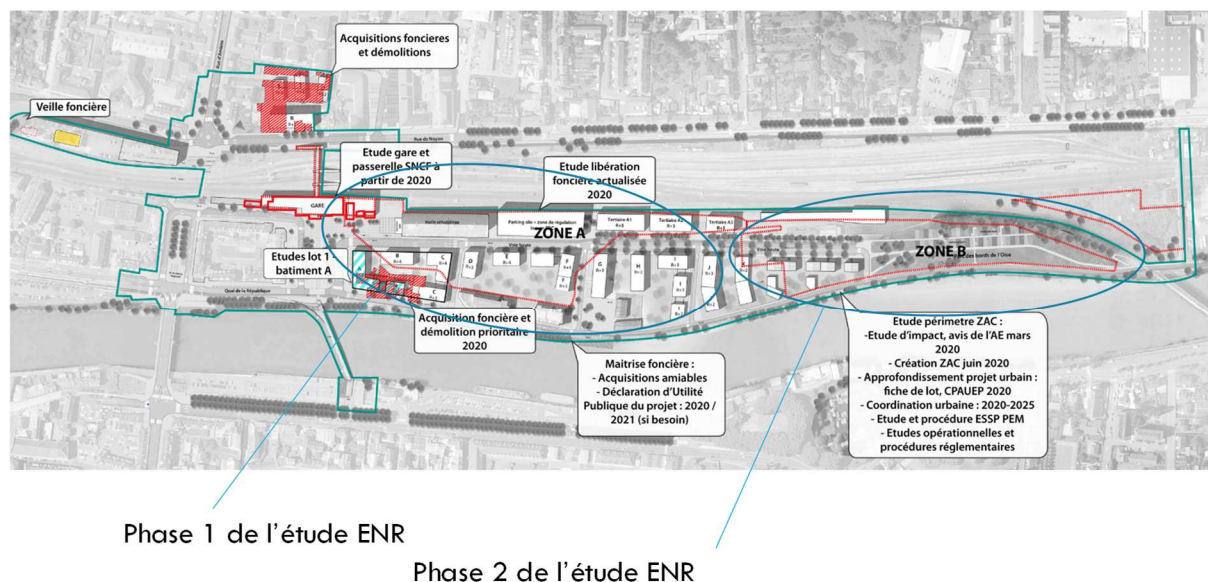
6 ETUDE DES SCENARIOS

6.1 Périmètre de l'étude de faisabilité

L'étude énergétique est découpé en 2 phases :

- Phase 1 correspond à la zone A
- Phase 2 correspond à la zone B

L'objectif est de déterminer la pertinence des solutions en fonction du développement du projet de quartier en fin de phase 1 et en fin de phase 2.



6.2 Hypothèses

6.2.1 Performance de l'enveloppe

Cf. Partie besoins énergétique du quartier, hypothèses.

6.2.2 Coût de l'énergie

Dans le cadre de l'étude de faisabilité, le tarif de l'énergie est retenu comme fixe. Il intègre les coûts d'abonnement.

Le coût du bois est repris dans l'étude de dimensionnement de la chaufferie.

Coût de l'énergie

Gaz	0,0657	€HT/kWh
Electricité	0,1168	€HT/kWh

6.2.3 Subventions

Les subventions ont été intégrées aux études, selon les éléments fonds chaleur 2019. Elles seront à conforter lors des études de conception en fonction des évolutions budgétaires. Ces aides intègrent l'aide à la chaufferie ainsi que l'aide relative à la création du réseau de chaleur.

Cas de la chaufferie bois

Bois – 60%	783 100 €
Bois – 100%	1 043 100 €

Cas de la géothermie

Géothermie sur réseau de chaleur	733 100 €
Géothermie sur boucle d'eau	613 100 €

6.2.4 Incidence carbone

Coût CO2	
Réseau de chaleur	0,090 kg/kWh
Gaz	0,234 kg/kWh
Electricité	0,089 kg/kWh

6.2.5 Coût global

Le coût global est calculé sur une durée de 20 ans sur les bâtiments reconstruits en prenant en compte :

- P1 – coût lié à la consommation énergétique sans actualisation du tarif de l'énergie
- P2 – coût lié à l'entretien des équipements
- P3 – coût lié au renouvellement des équipements
- L'investissement
- Les aides à l'investissement

6.2.6 Réseau de chaleur

Dans les études réalisées, il a été considéré un réseau de chaleur de 800 mètres linéaire avec :

- Un diamètre 250 mm pour le réseau de chaleur bois avec un delta T de 30°C
- un diamètre 300 mm pour le réseau géothermie avec un delta T de 30°C
- un diamètre de 350 mm pour le réseau géothermie sur boucle tempérée avec un delta T de +/- 4°C

6.3 Les scénarios

L'ensemble des solutions fonctionne par centralisation des productions par bâtiment dans le cas des scénarii de référence ou par réseau de chaleur dans le cas des scénarii bois et géothermie.

6.3.1 Scénarii de référence - SR

Les solutions seront comparées à un scénario de référence gaz en production centralisée par bâtiment. Le niveau E3 ne peut pas être atteint sans la mise en œuvre d'énergie renouvelables (solaire thermique, solaire photovoltaïque, récupération d'énergie fatale et production électrique). Dans ces scénarii, il n'y a pas de réseau de chaleur.

SR1 : Scénario de référence : chaufferie par chaudière gaz pour production chauffage + ECS+ complément ENR pour les logements et le tertiaire pour l'atteinte du niveau E3.

SR2 : Scénario de référence : chaufferie par chaudière gaz pour production chauffage + Pompe à chaleur pour la production ECS+ complément ENR pour le tertiaire pour l'atteinte du niveau E3.

6.3.2 Scénario réseau de chaleur bois – étude de dimensionnement

Le chiffrage comprend : la sous station, le réseau de chaleur et la chaufferie collective par énergie bois.

Il a été pris en compte un dimensionnement à 60% dans le scénario 1 et 100% bois dans le scénario 2.

6.3.2.1 S1 – 60% bois

60% du besoin est couvert par l'énergie bois. Les 40% restant sont couverts par le gaz naturel. Il s'agit de la puissance chaufferie nécessaire pour l'ensemble du programme.

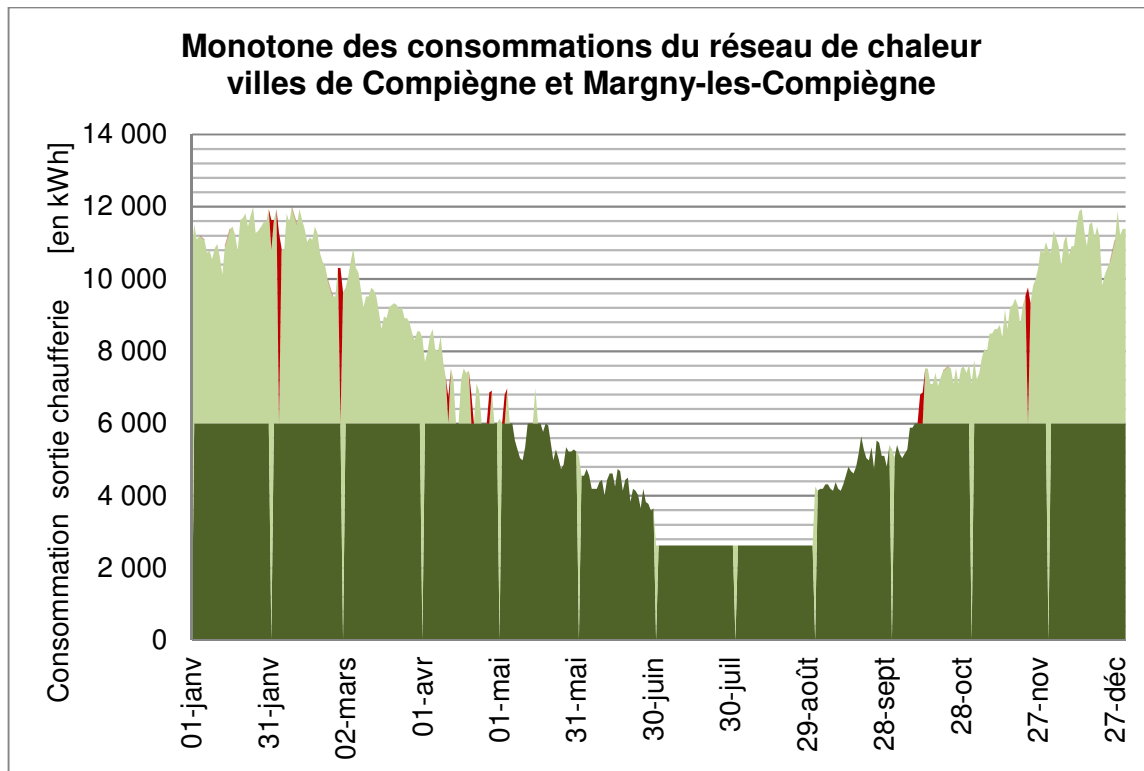
GENERAL

Conso **utiles** annuels **2 236 000 kWh** (chauffage + ECS)

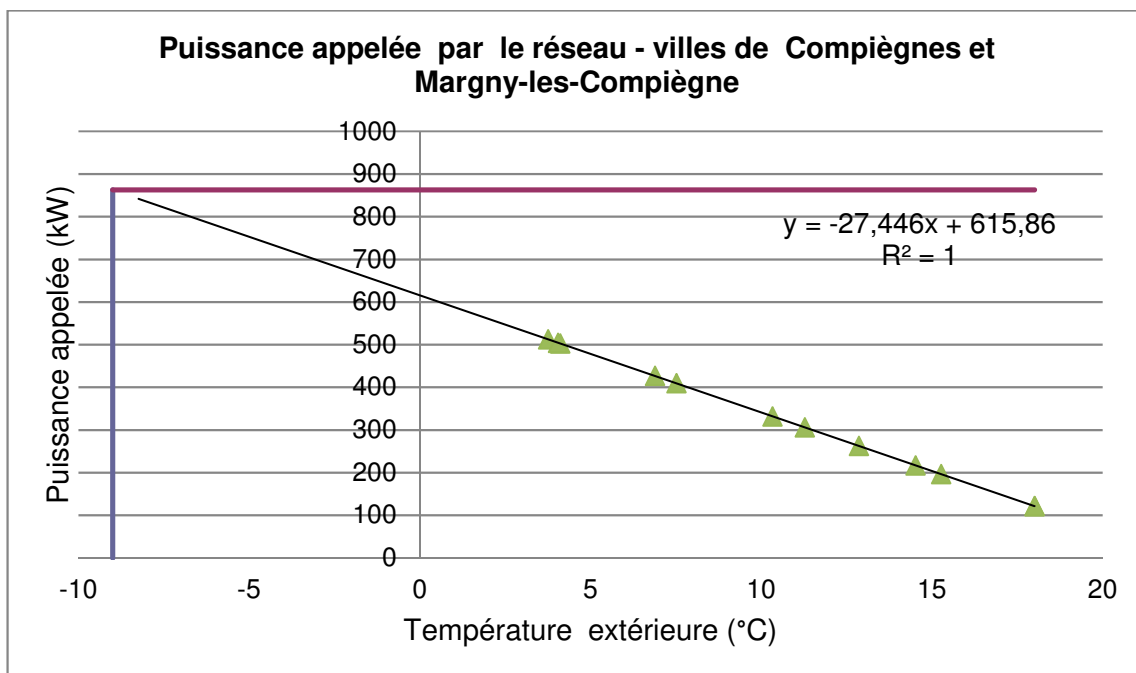
Vendu sous-station	2 281 633	98%	<i>rendement échangeurs</i>
Sortie chaufferie	2 592 764	88%	<i>rendement réseau</i>

nb d'heure de fonctionnement PROD1 équivalent pleine puissance	7 236	heures	
nb d'heure de fonctionnement PROD2 équivalent pleine puissance	1 684	heures	
chaleur non fournie	6 964	kWh	

Puissance Biomasse	250 kW
prod max	6000 kWh
prod min	480 kWh
Production récupérable bois	1 809 120 kWh
soit	2 128 377 kWh PCI entrée chaufferie
<i>Besoins entrée chaudière</i>	<i>0,85 rendement</i>
	<i>0,95 disponibilités</i>
	1 <i>courbe journalière</i>
Puissance gaz	450 kW
prod max	10800 kWh
prod min	864 kWh
Production récupérable anas	757 727 kWh
soit	814 761 kWh PCI entrée chaufferie
<i>Besoins entrée chaudière</i>	<i>0,93 rendement</i>
	<i>0,95 disponibilités</i>
	1 <i>courbe journalière</i>
Puissance appoint secours	300 kW
prod max	7200 kWh
prod min	720 kWh
Production récupérable gaz	18 953 kWh
soit	20 380 kWh PCI entrée chaufferie
	22 644 kWh PCS entrée chaufferie
<i>Besoins entrée chaudière</i>	<i>0,93 rendement gaz</i>
	<i>1 disponibilités</i>
<i>soit</i>	1 <i>courbe journalière</i>



La courbe rouge représente les besoins couverts par la chaudière d'appoint.



consommation annuelle de bois

709 tonnes de bois chaud
 2 628 m³
 29 camions / an
 0,082 camions / jour à pleine puissance

plaquette

3 MWh/t
 0,27 t/m³
 90 m³/camion

Surface chaufferie : 450m²

		BOIS PLAQUETTES	
		Humidité maximum 25%	
BESOINS EN STOCKAGE BOIS	- PCI	3,00 kWh / kg	
	- Besoins	709 Tonne bois / An	
	- Livraison		
	- Prix de l'énergie	40 € / MAP	
	soit	126 044 € HT/An	
REJET DE CENDRES <i>cas le plus défavorable au plus fort de la saison de chauffe</i>	- Masse volumique	270 kg / m ³	
	- Besoins annuels	2 626 m ³ /An	
	- Besoins journaliers	10,18 m ³ / jour	
	- Livraisons / mois	4	
	soit un stockage de	76 m ³	
	- Cendres	3,50 % / kg	
	soit un rejet max de	96,18 kg / jour	

6.3.2.2 S2 – 100% bois

GENERAL

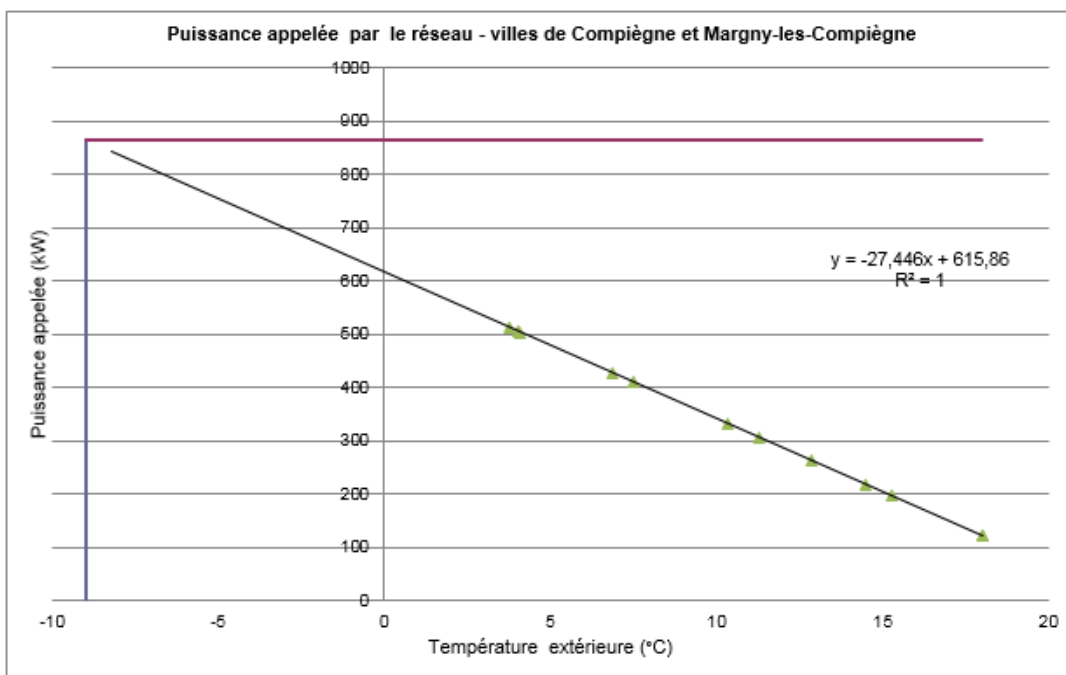
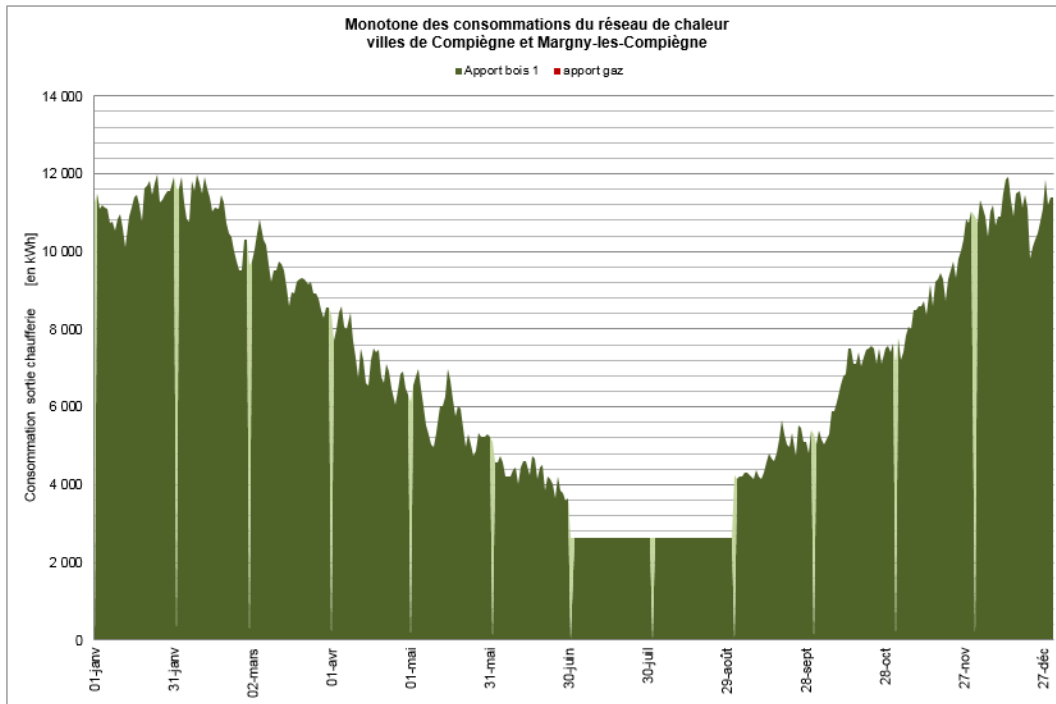
Conso utiles annuels **2 236 000 kWh** (chauffage + ECS)

Vendu sous-station 2 281 633 98% *rendement échangeurs*
Sortie chaufferie 2 592 764 88% *rendement réseau*

nb d'heure de fonctionnement PROD1 équivalent pleine puissance 5 016 heures
nb d'heure de fonctionnement PROD2 équivalent pleine puissance 170 heures
chaleur non fournie - kWh

Puissance production 1	500 kW	
prod max	12000 kWh	
prod min	960 kWh	
Production récupérable bois	2 507 880 kWh	
soit	2 950 447 kWh	kWh PCI entrée chaufferie
<i>Besoins entrée chaudière</i>	0,85	<i>rendement</i>
	0,95	<i>disponibilités</i>
	1	<i>courbe journalière</i>

Puissance biomasse	500 kW
prod max	12000 kWh
prod min	2400 kWh
Production récupérable anas	84 885 kWh
soit	99 864 kWh PCI entrée chaufferie
<i>Besoins entrée chaudière</i>	<i>0,85 rendement biomasse</i>
	<i>0,95 disponibilités</i>
	1 <i>courbe journalière</i>



consommation annuelle de bois

1 017	tonnes de bois	chaud	PCI contract	plaquette	3 MWh/t
3 766	m ³		densité		0,27 t/m ³
	42 camions / an		capacité camion		90 m ³ /camion
	0,165 camions / jour à pleine puissance				

Surface de la chaufferie : 500m²

Coût de l'énergie

		BOIS PLAQUETTES Puissance > 100 kW Humidité maximum 25%
BESOINS EN STOCKAGE BOIS	- PCI	3,00 kWh / kg
	- Besoins	1 017 Tonne bois / An
	- Livraison	camion 90 m³
	- Prix de l'énergie	40 € / MAP
	soit	180 800 €.HT/An
REJET DE CENDRES <i>cas le plus défavorable au plus fort de la saison de chauffe</i>	- Masse volumique	270 kg / m ³
	- Besoins annuels	3 767 m ³ /An
	- Besoins journaliers	25,78 m ³ / jour
	- Livraisons / mois soit un stockage de	4 193 m ³
	- Cendres	3,50 % / kg
	soit un rejet max de	243,60 kg / jour

6.3.3 Scénario géothermie

Le chiffrage comprend : la sous station, le réseau de chaleur et la chaufferie collective par PAC.

Il a été pris en compte un dimensionnement à 50% PAC géothermie et 50% PAC air/eau. En effet, au regard besoin global, il semble difficile de pouvoir créer un réseau de chaleur à 100% sur la géothermie. A noter que l'aérothermie est considérée comme une énergie renouvelable au sens de la réglementation thermique.

Géothermie sur sonde

Sur la base de 50% des besoins, elle nécessite 714 sondes à 200m de profondeur soit environ 156 W/ml Soit 4462 m² de surface non plantée.

Cette solution n'est pas viable à l'échelle du quartier.

Géothermie sur nappe

Nécessite 200 m³/h. Une étude spécifique est à réaliser pour vérifier le débit de la nappe et la faisabilité in situ de cette solution.

Le coût dépend de la profondeur du sondage. Il a été pris en compte la réalisation de 2 sondages à 120 m de profondeur dans cette étude.

Géothermie sur boucle d'eau

Nécessite 100 m3/h. Une étude spécifique est à réaliser pour vérifier le débit de la nappe et la faisabilité in situ de cette solution.

Le coût dépend de la profondeur du sondage. Il a été pris en compte la réalisation de 2 sondages à 90 m de profondeur dans cette étude.

L'hypothèse de température de rejet au niveau de la boucle par les autres installations est de + ou 6 4°C.

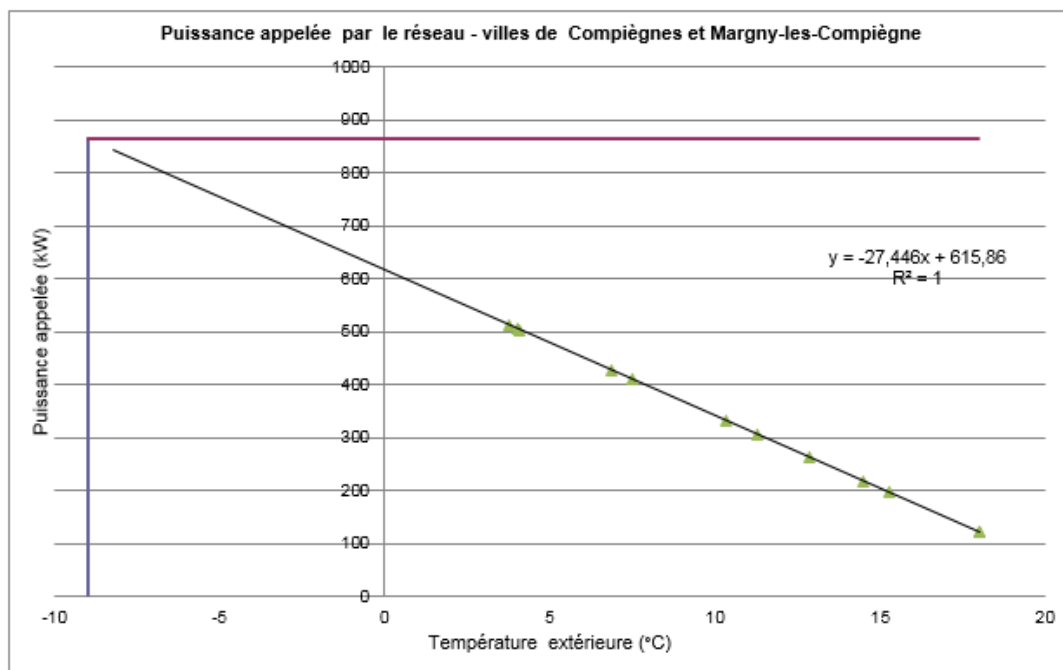
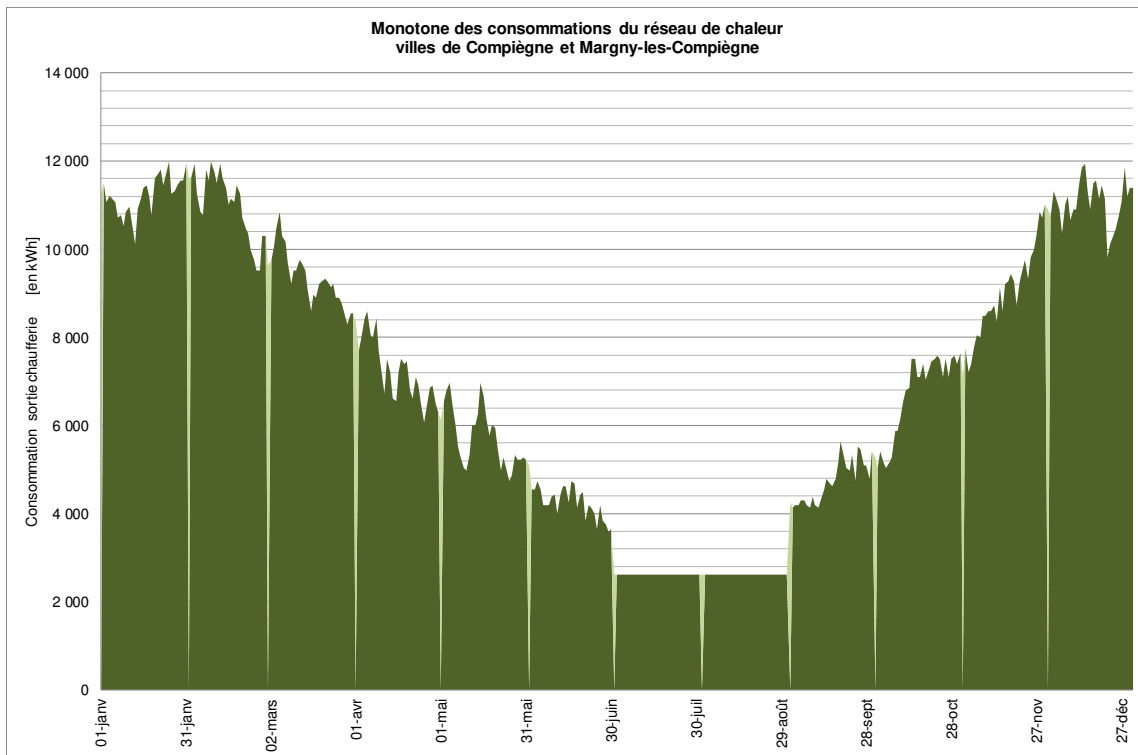
GENERAL

Conso en MWh utiles annuels **2 236 000 kWh** (chauffage + ECS)
 Conso piscine **0 kWh**

Vendu sous-station 2 281 633 98% *rendement échangeurs*
 Sortie chaufferie 2 592 764 88% *rendement réseau*

nb d'heure de fonctionnement PROD1 équivalent pleine puissance 5 016 heures
 nb d'heure de fonctionnement PROD2 équivalent pleine puissance 170 heures
 chaleur non fournie - kWh

Puissance production 1	500 kW
prod max	12000 kWh
prod min	960 kWh
Production récupérable bois	2 507 880 kWh
soit	2 639 874 kWh PCI entrée chaufferie
<i>Besoins entrée chaudière</i>	<i>0,95 rendement</i>
	<i>0,95 disponibilités</i>
	1 <i>courbe journalière</i>
Puissance production 2	500 kW
prod max	12000 kWh
prod min	960 kWh
Production récupérable anas	84 885 kWh
soit	89 352 kWh PCI entrée chaufferie
<i>Besoins entrée chaudière</i>	<i>0,95 rendement</i>
	<i>0,95 disponibilités</i>
	1 <i>courbe journalière</i>



6.4 Etude comparative des scénarios

6.4.1 Investissement

Dans le tableau ci-après, la part d'investissement public représente l'investissement de l'ARC :

- En SR1 et SR2, il s'agit des raccordements aux bâtiments
- Dans les autres scénarios, il s'agit de l'investissement global lié au réseau de chaleur et à l'équipement de production de chaleur

Ce coût apparaît ici hors subvention.

On constate que l'investissement est plus important dans le cas d'un réseau de chaleur. Néanmoins, avec l'intégration des subventions, celui diminue fortement. Les solutions bois, à l'investissement, sont financièrement plus intéressantes que la géothermie (diamètre plus important du réseau de chaleur est impactante sur l'enveloppe financière).

Scénario	Coût intégrant les subventions (équipements + réseau de chaleur)
SR1 & SR2	102 000€
RC 60 bois	1 136 635 – 783 100 = 353 535€
RC 100 bois	1 236 000 – 1 043 100 = 192 900€
RC géothermie	1 769 994 – 733 100 = 1 036 894€
BC géothermie	1 260 000 – 613 000 = 646 900€

Tableau présentant l'investissement global et la part pour l'agglomération en fonction du phasage

	Investissement			Total
	Phase 1	Phase 2		
Scénario de référence 1: chaufferie gaz pour chauffage & ECS	283 474	195 701	479 174 €	1 605 860 €
+ ENR	634 810	389 876	1 024 686 €	
Investissement public	68 000	34 000	102 000 €	
Scénario de référence 2 : chaudière gaz intégrant une PAC ind pour chauffage & ECS	1 118 513	718 091	1 836 603 €	2 694 669 €
+ ENR pour le tertiaire	490 810	265 256	756 066 €	
Investissement public	68 000	34 000	102 000 €	
Réseau de chaleur - RC chaufferie bois 60%	909 252	292 617	1 201 869 €	1 453 891 €
+ENR pour le tertiaire	163 603	88 419	252 022 €	
Part investissement public	876 635	260 000	1 136 635 €	
Réseau de chaleur - RC chaufferie bois 100%	1 055 862	292 617	1 348 479 €	1 537 496 €
Part investissement public	976 000	260 000	1 236 000 €	
+ENR pour le tertiaire	122 703	66 314	189 017 €	
Réseau de chaleur sur géothermie sur nappe	1 491 159	391 315	1 882 474 €	2 071 490 €
Part investissement public	1 411 297	358 698	1 769 994 €	
+ENR pour le tertiaire	122 703	66 314	189 017 €	
Boucle tempérée sur géothermie	1 875 000	1 205 000	3 080 000 €	3 269 017 €
Part investissement public	835 000	425 000	1 260 000 €	
+ ENR pour le tertiaire	122 703	66 314	189 017 €	

6.4.2 Consommation globale et coût énergétique

Les consommations sont liées aux besoins bruts, sans déduction des productions d'énergies renouvelables. Le coût énergétique, quant à lui, intègre la réduction de coût liée à la prise en compte d'autoconsommation de ces énergies renouvelables.

Le coût énergétique présente le montant chez l'utilisateur du bâtiment.

Pour le réseau de chaleur, le coût énergétique a été calculé avec un tarif prévisionnel de 0,072 € HT.

Un taux de TVA de 20% est appliqué pour les énergies non renouvelables et 5% pour le réseau de chaleur.

Tableau présentant les consommations énergétiques et le coût énergétique associé

		Consommation, compris ENR			Coût énergétique				
		Phase 1	Phase 2	Total	Phase 1	Phase 2	Total		
SR1	gaz	1 232	914	2 146 MWh/an	51 kWh/m ²	72 762	52 923	125 685 €	2,99 €/m ²
	électricité	1 731	714	2 445 MWh/an	58 kWh/m ²	167 425	65 758	233 183 €	5,56 €/m ²
SR2	gaz	1 232	914	2 146 MWh/an	51 kWh/m ²	80 975	60 030	141 005 €	3,36 €/m ²
	électricité	1 731	714	2 445 MWh/an	58 kWh/m ²	161 667	60 000	221 667 €	5,28 €/m ²
RC 60% bois	RC Bois	905	671	1 576 MWh/an	38 kWh/m ²	67 859	50 307	118 167 €	2,82 €/m ²
	RC Gaz	493	365	858 MWh/an	20 kWh/m ²	32 390	27 411	59 801 €	1,42 €/m ²
	électricité	1 731	714	2 445 MWh/an	58 kWh/m ²	190 591	77 516	268 106 €	6,39 €/m ²
RC 100% bois	RC Bois	1 429	1 059	2 488 MWh/an	59 kWh/m ²	107 146	79 433	186 579 €	4,45 €/m ²
	électricité	1 731	714	2 445 MWh/an	58 kWh/m ²	193 486	78 985	272 472 €	6,49 €/m ²
RC géo	RC géothermie	1 357	1 006	2 363 MWh/an	56 kWh/m ²	101 789	75 461	177 250 €	4,22 €/m ²
	électricité	1 698	714	2 412 MWh/an	57 kWh/m ²	189 687	78 985	268 672 €	6,40 €/m ²
BC géo	BC géothermie	855	634	1 488 MWh/an	35 kWh/m ²	64 089	47 513	111 602 €	2,66 €/m ²
	électricité	1 698	714	2 412 MWh/an	57 kWh/m ²	189 687	78 985	268 672 €	6,40 €/m ²

Le coût énergétique de la solution de base SR1 est plus faible du fait de la diminution des consommations de gaz sur la production d'ECS via le solaire thermique.

Par ailleurs, sans cette production, on constate que les coûts énergétiques sont sensiblement identiques 4,07€/m² pour une solution gaz (SR2) et 4,05€/m² dans le cas d'un réseau de chaleur géothermie.

6.4.3 Coût environnemental des solutions

On constate que les réseaux de chaleur permettent de diminuer fortement l'impact des émissions de carbone et de maximiser le taux de couverture par les énergies renouvelables.

Tableau présentant l'impact environnemental des solutions

	Coût carbone				Production ENR			Taux de couverture ENR		
	Phase 1	Phase 2	Total		Phase 1	Phase 2	Total	Phase 1	Phase 2	Total
SR1	259	188	448 T _{CO2} /an	TH	125	108	233 Mwhéf/an	4%	7%	5%
	128	50	178 T _{CO2} /an	PV	298	151	449 Mwhéf/an	10%	9%	10%
								14%		15%
SR2	288	214	502 TCO2/an		0	0	0 Mwhéf/an	0%	0%	0%
	123	46	169 TCO2/an		347	200	449 Mwhéf/an	12%	13%	12%
								12%		10%
RC 60% bois	12	9	20 TCO2/an		905	402	1 307 Mwhéf/an	30%	25%	29%
	115	86	201 TCO2/an				0 Mwhéf/an	0%	0%	0%
	145	59	204 TCO2/an		99	50	150 Mwhéf/an	3%	3%	3%
								34%		32%
RC 100% bois	19	14	32 TCO2/an		1 429	1 059	2 488 Mwhéf/an	48%	66%	54%
	147	60	208 TCO2/an		74	38	112 Mwhéf/an	3%	2%	2%
								51%		57%
RC géo	30	22	53 TCO2/an		1 018	755	1 773 Mwhéf/an	34%	47%	39%
	145	60	205 TCO2/an		74	38	112 Mwhéf/an	3%	2%	2%
								37%		41%
BC géo	19	14	33 TCO2/an		641	475	1 116 Mwhéf/an	22%	30%	24%
	145	60	205 TCO2/an		74	38	112 Mwhéf/an	3%	2%	2%
								24%		27%

6.4.4 Réflexion en coût global

La réflexion en coût global a été menée sur 20 ans et comprend :

- L'investissement
- Le coût énergétique (celui payé potentiellement par l'ARC pour les solutions en réseau de chaleur)
- L'entretien
- La maintenance

Tableau présentant les coûts globaux d'entretien maintenance sur 20 ans

	Phase 1	Phase 2	Total
SR1			
P1	1 455 241	1 058 462	2 513 702 €
P2	87 000	75 000	162 000 €
P3	255 000	161 500	416 500 €
P1+P2+P3	1 797 241		3 092 202 €
SR2			
P1	1 619 491	1 200 606	2 820 097 €
P2	82 000	89 000	171 000 €
P3	218 500	355 000	573 500 €
P1+P2+P3	1 919 991		3 564 597 €
RC 60% bois			
P1	2 084 696	1 632 202	3 716 898 €
P2	800 000	800 000	800 000 €
P3	102 000	68 000	170 000 €
P1+P2+P3	2 986 696		4 686 898 €
RC 100% bois			
P1	2 221 400	1 394 600	3 616 000 €
P2	800 000	800 000	800 000 €
P3	126 000	68 000	194 000 €
P1+P2+P3	3 147 400		4 610 000 €
RC géo			
P1	784 597	541 706	1 326 304 €
P2	290 000	290 000	290 000 €
P3	85 000	97 000	170 000 €
P1+P2+P3	1 159 597		1 786 304 €
BC géo			
P1	528 958	541 706	1 070 664 €
P2	250 000	250 000	250 000 €
P3	85 000	97 000	170 000 €
P1+P2+P3	863 958		1 490 664 €

Tableau présentant les coûts d'entretien maintenance sur 20 ans à charge de l'ARC

	Phase 1	Phase 2	Total
SR1			
P1	0	0	0 €
P2	50 000	40 000	90 000 €
P3	0	0	0 €
P1+P2+P3	50 000		90 000 €
SR2			
P1	0	0	0 €
P2	50 000	40 000	90 000 €
P3	0	0	0 €
P1+P2+P3	50 000		90 000 €
RC 60% bois			
P1	2 084 696	1 632 202	3 716 898 €
P2	800 000	800 000	800 000 €
P3	102 000	68 000	170 000 €
P1+P2+P3	2 986 696		4 686 898 €
RC 100% bois			
P1	2 221 400	1 394 600	3 616 000 €
P2	800 000	800 000	800 000 €
P3	126 000	68 000	194 000 €
P1+P2+P3	3 147 400		4 610 000 €
RC géo			
P1	784 597	541 706	1 326 304 €
P2	290 000	290 000	290 000 €
P3	85 000	97 000	170 000 €
P1+P2+P3	1 159 597		1 786 304 €
BC géo			
P1	528 958	541 706	1 070 664 €
P2	250 000	250 000	250 000 €
P3	85 000	97 000	170 000 €
P1+P2+P3	863 958		1 490 664 €

	Hors Subvention		Recette de la revente de l'énergie		Montant de la subvention			Avec Subvention		Temps de retour sur investissement - en année		Temps de retour sur investissement - en année	
	Coût global sur 20 ans							Coût global		Avec subvention		Sans subvention	
	Phase 1	Phase 2	Phase 1	Phase 2	Phase 1	Phase 2	Total	Phase 1	Phase 2	Phase 1	Phase 2	Phase 1	Phase 2
SR1	2 783 524 €	4 698 063 €											
SR2	3 597 313 €	5 514 766 €											
RC 60% bois	3 863 331 €	4 853 533 €	2 004 984 €	3 559 355 €	517 600 €	265 500 €	783 100 €	3 345 731 €	4 070 433 €	33	23	39	27
RC 100% bois	4 072 025 €	5 846 000 €	2 142 928 €	3 731 584 €	647 600 €	395 500 €	1 043 100 €	3 424 425 €	4 802 900 €	32	26	38	31
RC géo	2 570 894 €	3 556 298 €	2 035 782 €	3 545 005 €	547 600 €	185 500 €	733 100 €	2 023 294 €	2 823 198 €	20	16	25	20
BC géo	1 698 958 €	2 750 664 €	1 281 789 €	2 232 040 €	437 600 €	175 500 €	613 100 €	1 261 358 €	2 137 564 €	20	19	27	25

7 CONCLUSION

Le réseau de chaleur permet de diminuer fortement l'impact environnemental du futur quartier. Il permet par ailleurs de garantir la pérennité de la performance environnementale à l'échelle du quartier. En effet, les entretiens seront réalisés conformément aux besoins des équipements, ce qui permettra de maintenir la performance.

La solution via la géothermie est la solution qui est la plus performante dans le temps, au regard du coût global malgré l'investissement initial plus important que le bois. Néanmoins, cette solution nécessite la réalisation d'une étude de faisabilité afin de vérifier la possibilité effective de la mise en place de cette solution.

A noter que la boucle géothermique permet de diminuer les coûts d'investissement et d'entretien. Néanmoins, cette solution est plus contraignante pour les investisseurs en termes de matériel à installer (pompe à chaleur très performante). Par ailleurs, dans le cas où les études d'investigation géothermique révéleraient des débits inférieurs à 100m³/h, cette solution resterait viable.