

Saint-Julien-de-Concelles

Schéma directeur réseau de chaleur urbain

Rapport Phase 3 : Définition des scénarios d'évolutions du réseau & Phase 4 : Synthèse et plan d'action



BEST ENERGIES (Siège)

 36, rue Beaumarchais
93100 Montreuil-sous-Bois
 +33 1 56 93 46 00
 www.best-energies.fr

BEST ENERGIES Centre - Val de Loire	40, rue Pierre Curie - 37700 St-Pierre-des-Corps	Tél. +33 6 72 76 03 29
BEST ENERGIES Normandie	BP 11 - 14970 Bénouville	Tél. +33 6 84 42 07 70
DEBAT Occitanie	8, av. P. Gilles de Gennes - 81000 Albi	Tél. +33 5 63 76 08 75
EXOCETH Bretagne (Siège)	PA du Val Coric Est - 1, rue du Clos du Breil - 56380 Guer	Tél. +33 2 97 22 03 30
EXOCETH Bretagne	75, rue Jules Janssen - 29490 Guipavas	Tél. +33 6 87 98 30 81
EXOCETH Pays de la Loire	8, av. des Thébaudières - BAL 77 Sillon de Bretagne - 44800 St-Herblain	Tél. +33 2 40 85 61 86

Best Energies - SAS au capital de 26 000 € - RCS de Bobigny 379 047 426 - N° de TVA FR 38 379 047 426 - APE 7112B



Affaire Best Energies N°	22085
Maîtrise d'ouvrage	Mairie Saint-Julien-de-Concelles
Objet	Diagnostic initial du réseau de chaleur
Mission	Schéma directeur du réseau de chaleur urbain de Saint-Julien-de-Concelles
Phase	Audit
Etabli par	MPO
Vérifié par	GSA
Approuvé par	JDE

Date	Indice	Observations
29/03/2023	0	Première version
24/04/2023	A	MAJ

Table des matières

1. Contexte	5
2. Fiche identité	6
3. Trace du réseau de chaleur	7
3.1. Densification	7
3.2. Extension Nord	7
4. Scénario	8
5. Installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).....	9
6. Dimensionnement	10
6.1. Hypothèses.....	10
6.1.1. Conditions climatiques	10
6.1.2. Monotone des températures	10
6.1.3. Saison de chauffe.....	10
6.1.4. Mode de fonctionnement du réseau.....	10
6.2. Modélisation Scénario Biomasse – Sans extension	11
6.2.1. Profil de puissance	11
6.2.2. Monotone (étalement des puissances)	12
6.3. Modélisation Scénario Biomasse – Avec densification	13
6.3.1. Profil de puissance	13
6.3.2. Monotone (étalement des puissances)	14
6.4. Modélisation Scénario Biomasse et solaire – Avec densification	15
6.4.1. Profil de puissance	15
6.4.2. Monotone (étalement des puissances)	16
6.5. Modélisation Scénario Biomasse – Avec densification et extension	17
6.5.1. Profil de puissance	17
6.5.2. Monotone (étalement des puissances)	18
6.6. Modélisation Scénario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	19
6.6.1. Profil de puissance	19
6.6.2. Monotone (étalement des puissances)	20
6.7. Modélisation Scénario Biomasse et solaire – Avec densification et extension	21
6.7.1. Profil de puissance	21
6.7.2. Monotone (étalement des puissances)	22
6.8. Bilan des consommations	23
6.8.1. Hypothèses	23
6.8.2. Scénario Biomasse – Sans extension.....	23
6.8.3. Scénario Biomasse – Avec densification	24
6.8.4. Scénario Biomasse et solaire – Avec densification	26
6.8.5. Scénario Biomasse – Avec densification et extension.....	27

6.8.6.	Scénario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension.....	29
6.8.7.	Scénario Biomasse et solaire – Avec densification et extension.....	30
7.	Financements et aides mobilisables	32
8.	Evaluation économique	34
8.1.	Hypothèses.....	34
8.1.1.	Evaluation économique	34
8.1.2.	Energies	34
8.1.3.	Amortissement et financement.....	34
8.1.4.	Taux d'imposition	34
8.2.	Investissements	35
8.2.1.	Réseau de chaleur	35
8.2.2.	Bâtiment non raccordé au réseau de chaleur	35
8.3.	Subventions	36
8.4.	Exploitation	36
8.5.	Bilan économique global	37
8.5.1.	Facture énergétique première année.....	37
8.5.2.	Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse – Sans extension	38
8.5.3.	Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse – Avec densification	39
8.5.4.	Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse et solaire – Avec densification	40
8.5.5.	Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse – Avec densification et extension	41
8.5.6.	Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	42
8.5.7.	Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse et solaire – Avec densification et extension.....	43
8.5.8.	Evolution des annuités globales - Comparaison.....	44
9.	Bilan environnemental	45
9.1.	Cycle du carbone	45
9.2.	Substitution d'émissions de GES	45
9.3.	Coût de la substitution	45
10.	Les sous-stations	46
11.	Comparaison avec les réseaux de chaleur français	48
12.	Analyse Juridique.....	50
12.1.	Définition juridique d'un réseau de chaleur	50
12.2.	Les modes de gestion du réseau de chaleur public.....	50
12.2.1.	La gestion directe – En régie	50
12.2.2.	L'affermage	51
12.2.3.	La concession	53
12.3.	Synthèse des modes de gestion	54
13.	Plan d'action à venir.....	55
14.	Conclusion	55

1. Contexte

Les réseaux de chaleur d'agglomération constituent un levier majeur de la politique énergétique, en effet par leur nature liée à une production d'origine renouvelable, ils permettent un potentiel de substitution d'énergies fossiles.

La commune de Saint-Julien-de-Concelles s'est dotée d'un réseau de chaleur urbain de 1 450 ml en 2012 qui dessert principalement les bâtiments communaux du centre-bourg, représentant une fourniture de 1 300 à 1 400 MWh corrigé annuelle. Ce réseau est alimenté par une chaufferie biomasse présentant un taux de couverture actuel de 65 à 75%, selon les années. La ville souhaite optimiser davantage les performances de son réseau et a ainsi élaboré un projet de développement en phase avec la politique nationale découlant du Grenelle de l'environnement, et appuyé sur les dispositifs d'aide mise en place par l'ADEME.

Le réseau de chaleur de Saint-Julien-de-Concelles constitue un levier majeur de la politique énergétique de la ville. Le schéma directeur de développement et de sécurisation du réseau constitue le fil conducteur partagé de cet élément de la politique énergétique.

Cette démarche de développement s'appuie sur les principes suivants :

- Maximiser le taux d'ENR&R injecté dans le réseau et optimiser la performance énergétique du réseau,
- Garantir une qualité de service irréprochable aux abonnés,
- Proposer un tarif compétitif vis-à-vis de la solution « gaz collectif »,
- Proposer des conditions de raccordement attractives,
- Partager une gestion transparente du service vis-à-vis des abonnés et de la collectivité.

La mission s'appuiera sur le guide du schéma directeur de l'AMORCE et sera décomposée comme suit :

- Phase 1 : Diagnostic initial du réseau de chaleur
- Phase 2 : Étude prospective du potentiel énergétique du territoire
- Phase 3 : Définition des scénarios d'évolutions du réseau
- Phase 4 : Synthèse et plan d'action

Le présent rapport constitue la phase 3 : Définition des scénarios d'évolutions du réseau et la phase 4 : Synthèse et plan d'action.

2. Fiche identité

Données d'entrée	
Nombre de bâtiments	10 + chaufferie
Nombre de sous-stations	10
Puissance de l'installation (kW)	720 kW Bois 2 x 800 kW Gaz
Typologie	ICPE 2910-A2 : Déclaration

Contrat d'exploitation	
Contrat	Exploitation des installations de Chauffage, de Ventilation, de Production d'Eau Chaude Sanitaire
Type	PFI
Exploitant du site / Marché	IDEX ENERGIE Centre Ouest
Date début contrat	01/10/2021
Durée du contrat	5 ans



FIGURE 1 : CHAUFFERIE ALIMENTANT LE RESEAU DE CHALEUR



FIGURE 2 : PLAN DU RESEAU DE CHALEUR

3. Trace du réseau de chaleur

3.1. Densification

La commune prévoit une densification de son centre-ville, une des possibilités d'extension du réseau de chaleur est de prévoir le raccordement des bâtiments à proximité du réseau de chaleur sur les tronçons disposant de la réserve de puissance.

Cette densification pourrait avoir lieu vers la rue de Bretagne et la Place de l'Europe, comme indiqué sur le plan ci-dessous.

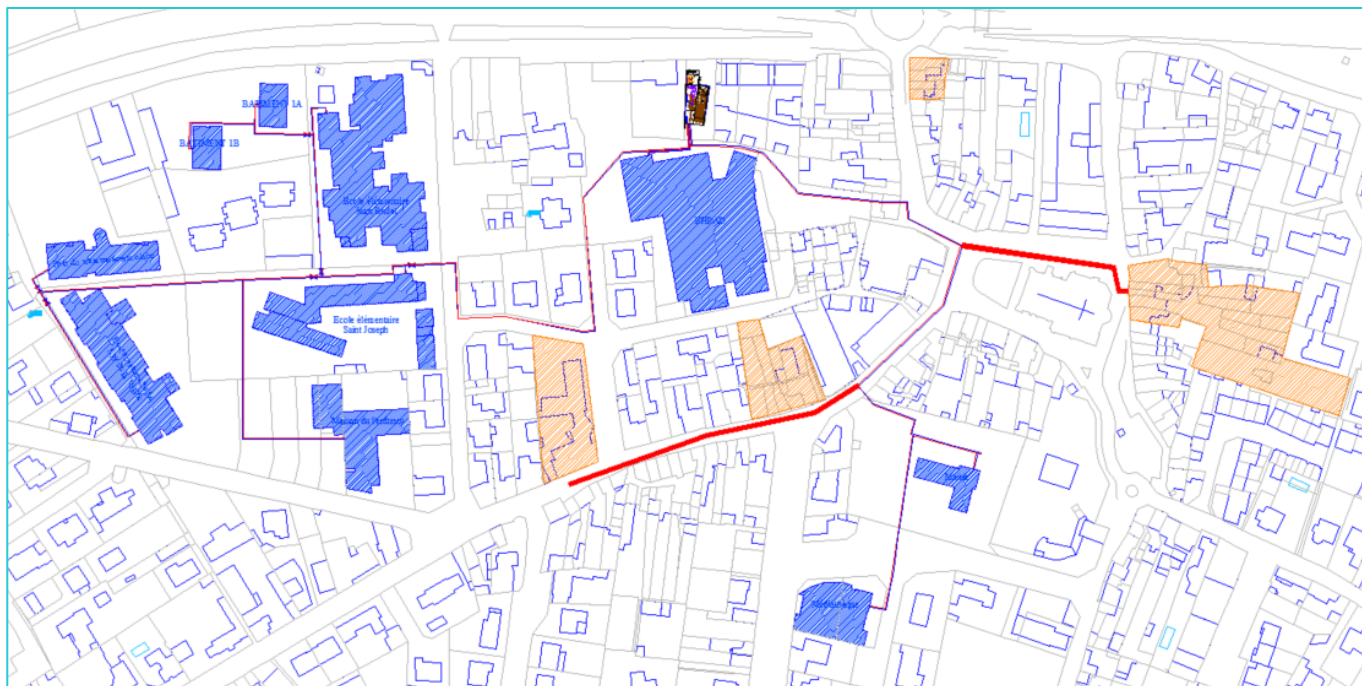


FIGURE 3 : DENSIFICATION

Il faudra définir plus précisément les secteurs d'extension du réseau de chaleur quand les projets de densification se seront précisés (Besoins, Localisations, ...). Dans la suite de cette étude les hypothèses suivantes ont donc été prises :

- Raccordement de 50 à 75 logements
- Besoin de 200 MWh
- Réseau de raccordement en DN 40, pour un total de 200 m maximum

3.2. Extension Nord

Au nord du réseau de chaleur, la mairie de Saint-Julien-de-Concelles dispose de plusieurs bâtiments consommateurs d'énergies fossiles. La salle courte Paume est écartée aux vues de ces consommations énergétiques faibles et de sa distance au réseau de chaleur. Un raccordement possible est représenté ci-dessous :

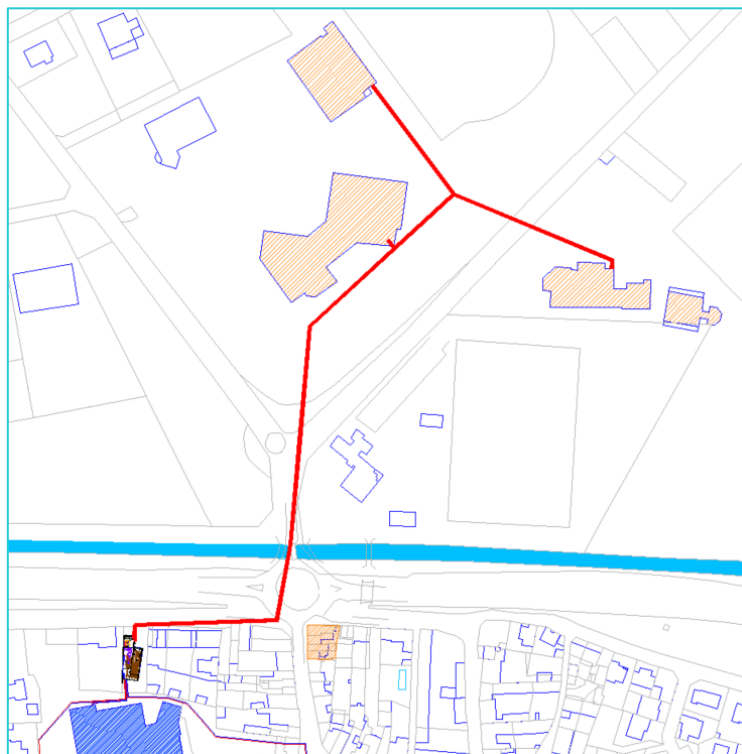


FIGURE 4 : EXTENSION NORD

Dans la suite de cette étude les hypothèses suivantes ont donc été prise :

- Raccordement de la Salle du Chevalier et de la Quintaine, Salle du Paladin et de la Salle Voltige
- Besoin de 526 MWh
- Réseau de 580 m

4. Scénario

Plusieurs scénarios ont été envisagés. Ils seront étudiés dans la suite de l'étude :

	Biomasse	Biomasse et Condenseur	Biomasse et Solaire thermique
Pas d'extension	X		
Densification	X		X
Densification et Extension Nord	X	X	X

5. Installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

La chaufferie est soumise à des réglementations suivant les puissances installées et dans le cadre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) :

- Déclaration : auprès de la préfecture si les risques et pollution sont faibles,
- Enregistrement : pour les installations à risques non négligeables mais contrôlés avec des mesures préventives déterminées et étude de danger simplifiée,
- Autorisation : pour les installations dont les risques sont importants : enquête publique.

Les taxes sont différentes suivant les régimes de classification notamment vis-à-vis du gaz (TICGN réduite en autorisation) et des Quotas CO2.

La classification dépend de la puissance installée et du type de combustible utilisé en chaufferie :

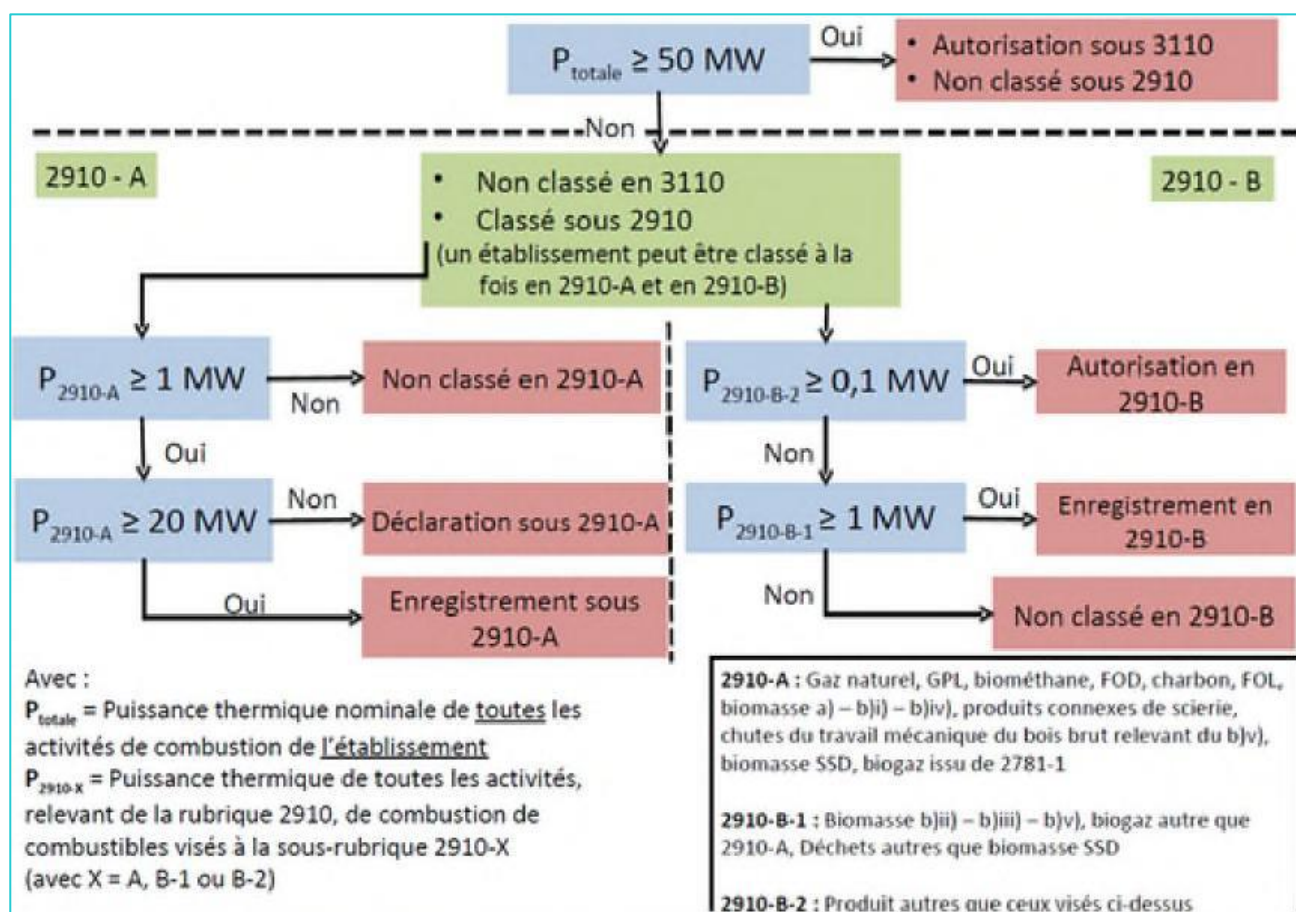


FIGURE 5 : CLASSEMENT DES CHAUFFERIES ICPE

6. Dimensionnement

6.1. Hypothèses

6.1.1. Conditions climatiques

Les bilans de consommations et les dimensionnements sont basés sur les données météorologiques (Nantes) suivantes :

Zone climatique	Température de base (°C)	DJU* base 18 (Saison de chauffe)
H2b	-4°C	2 039

* DJU : Degrés Jours Unifiés.

6.1.2. Monotone des températures

Le graphique ci-dessous montre le profil de température extérieure utilisé dans le cadre du dimensionnement :

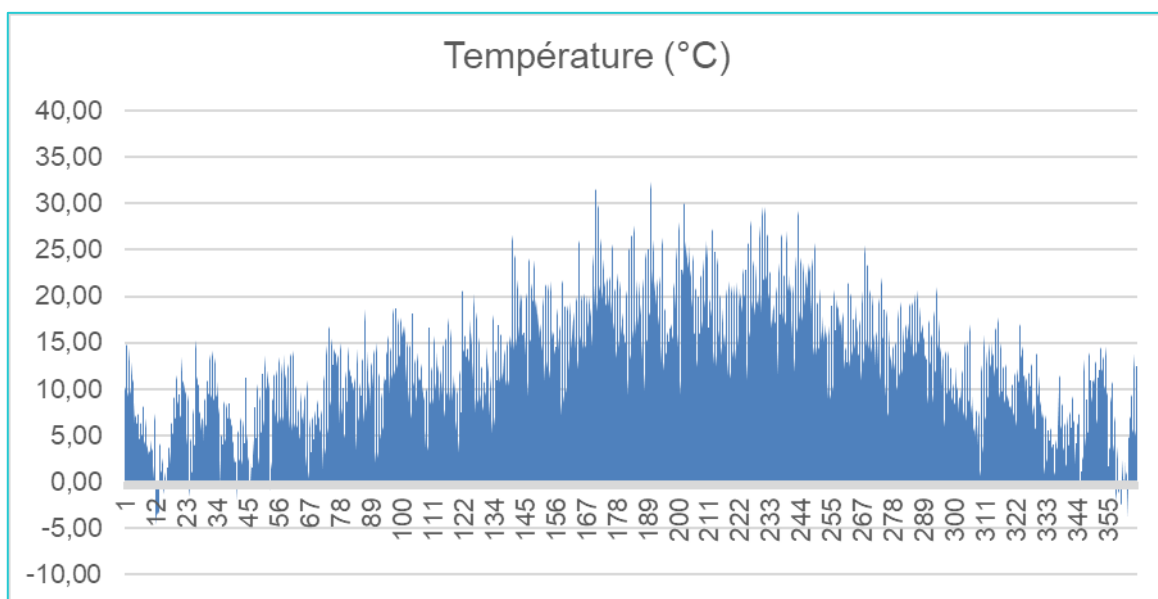


FIGURE 6 : PROFIL DE TEMPERATURE

6.1.3. Saison de chauffe

La saison de chauffe correspond à la période de l'année pendant laquelle les bâtiments sont chauffés. En règle générale, pour un bâtiment situé dans le grand Ouest de la France, cette période s'étend du 1er Octobre de l'année N jusqu'au 20 Mai de l'année N+1, pour une durée totale de 232 jours.

6.1.4. Mode de fonctionnement du réseau

On considère un fonctionnement « saison de chauffe » de début octobre à fin mai pour le réseau de chaleur.

Les besoins en eau chaude sanitaire des bâtiments hors période de chauffe seront couverts par des appoints décentralisés (maintien des équipements existants) pour les bâtiments concernés.

6.1.5. Décret tertiaire

Le décret tertiaire est pris en compte en fonction des données déjà connu à la date du rapport. Il représente une baisse estimative d'environ 15% des consommations en 2030 et 25% en 2040. Pour plus d'information voir le rapport Phase 2 : Étude prospective du potentiel énergétique du territoire.

6.2. Modélisation Scénario Biomasse – Sans extension

6.2.1. Profil de puissance

Le graphique ci-dessous présente la courbe chronologique des appels de puissance sur l'année. La puissance couverte par la chaudière bois est représentée en vert et par l'appoint gaz en jaune.

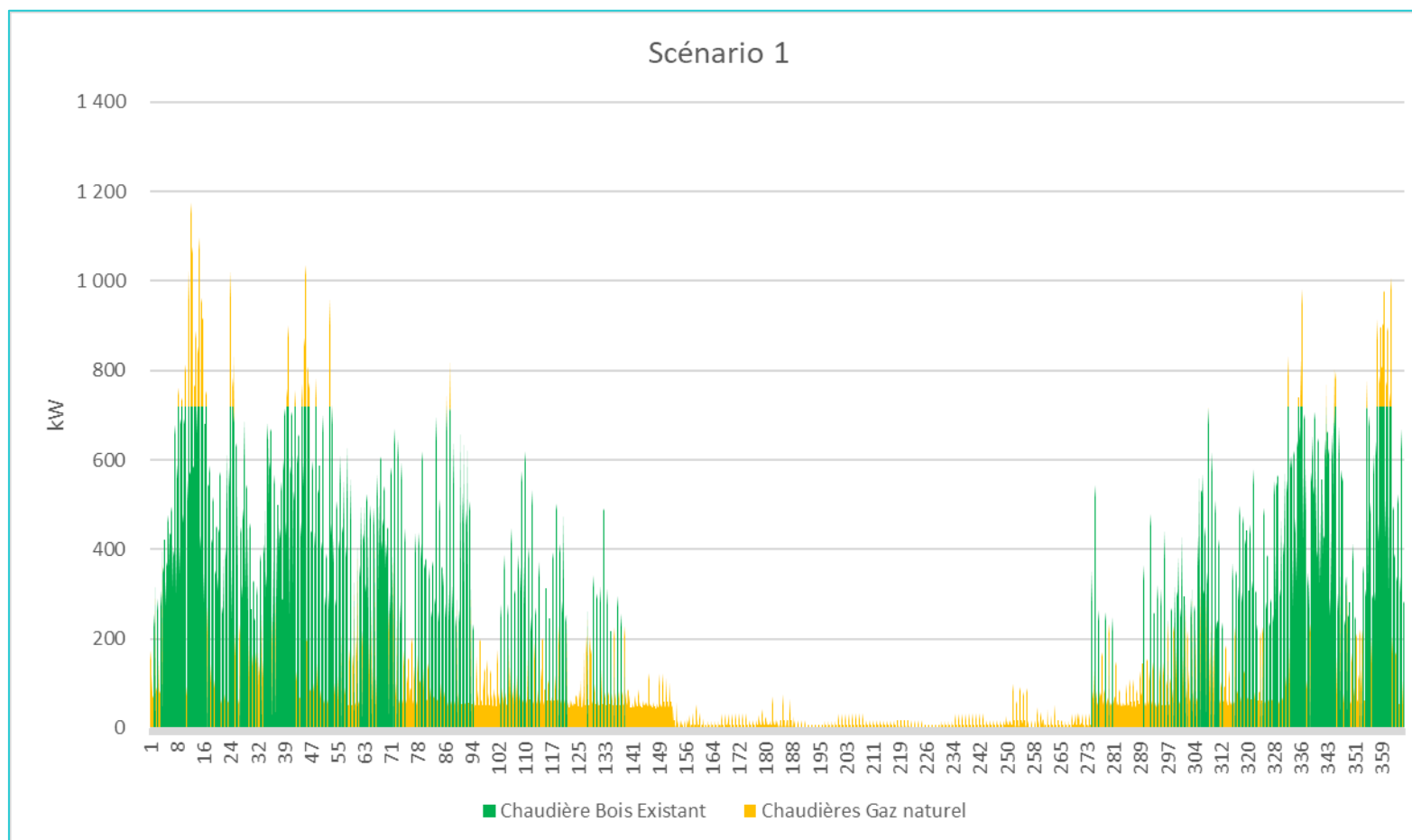


FIGURE 7 : COURBE CHRONOLOGIQUE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE – SANS EXTENSION)

Le pic de puissance maximal appelé en chaufferie, s'élève à 1 250 kW, ce qui est nettement inférieur à la puissance totale cumulée de l'ensemble des bâtiments du scénario mais s'explique par le foisonnement des appels de puissances et les marges de surpuissances considérées pour les puissances échangeurs. Lors des pics de puissance la chaudière bois et gaz fonctionne en même temps pour couvrir les besoins de chaleur.

6.2.2. Monotone (étagement des puissances)

La courbe monotone est utilisée pour le dimensionnement des chaudières : elle permet de classer les appels de puissances par fréquence d'apparition.

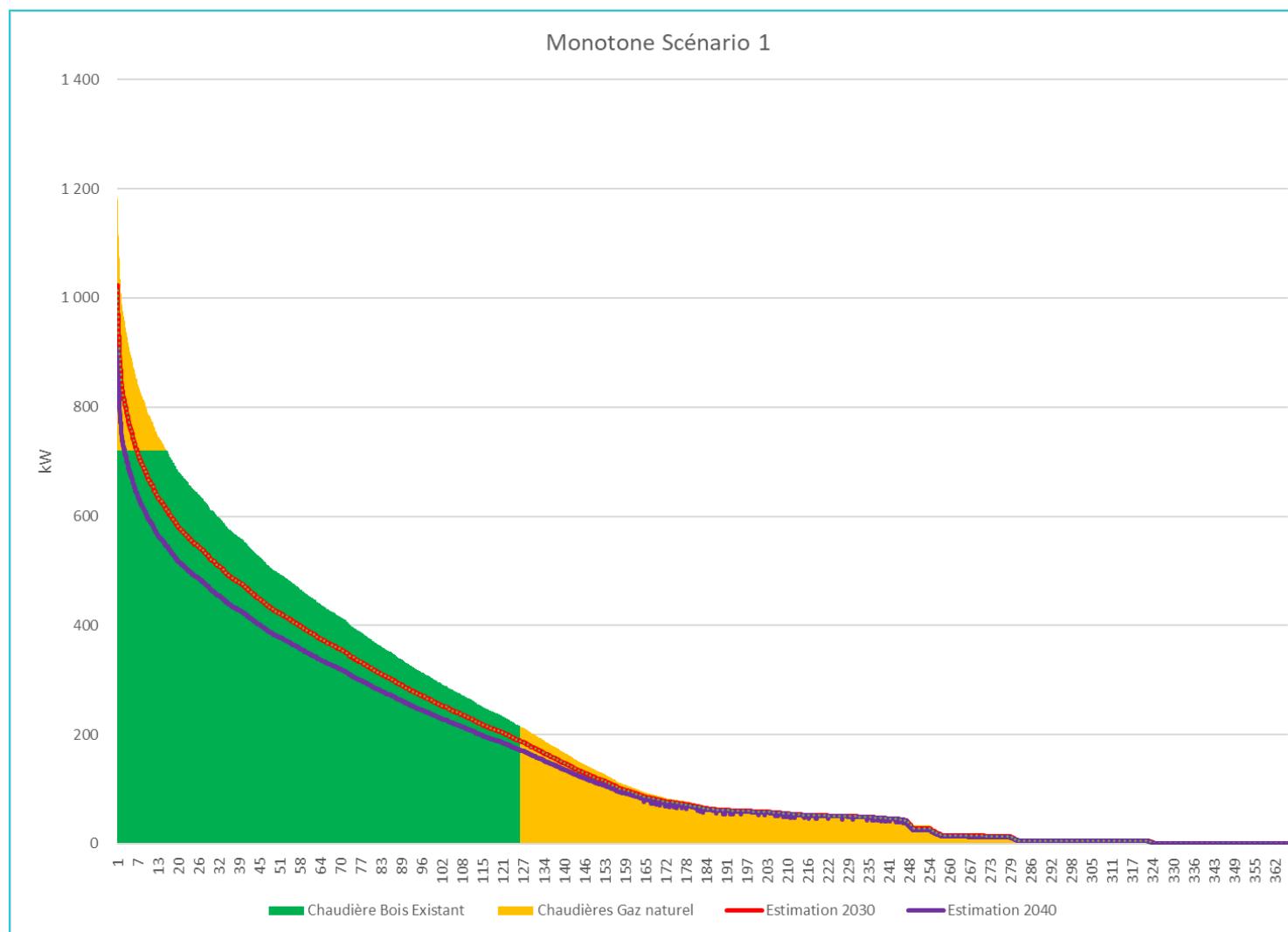


FIGURE 8 : COURBE MONOTONE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE – SANS EXTENSION)

Dimensionnement considéré : Chaudière bois de 720 kW existante.

La part assurée par la chaudière bois correspond aux parties en vert, permet de couvrir 81% des besoins totaux des bâtiments. La courbe rouge est une estimation de l'évolution des besoins en 2030 et la violette pour 2040, pour répondre au décret tertiaire aux vus des informations dont nous disposons actuellement.

6.3. Modélisation Scénario Biomasse – Avec densification

6.3.1. Profil de puissance

Le graphique ci-dessous présente la courbe chronologique des appels de puissance sur l'année. La puissance couverte par la chaudière bois est représentée en vert et par l'appoint gaz en jaune.

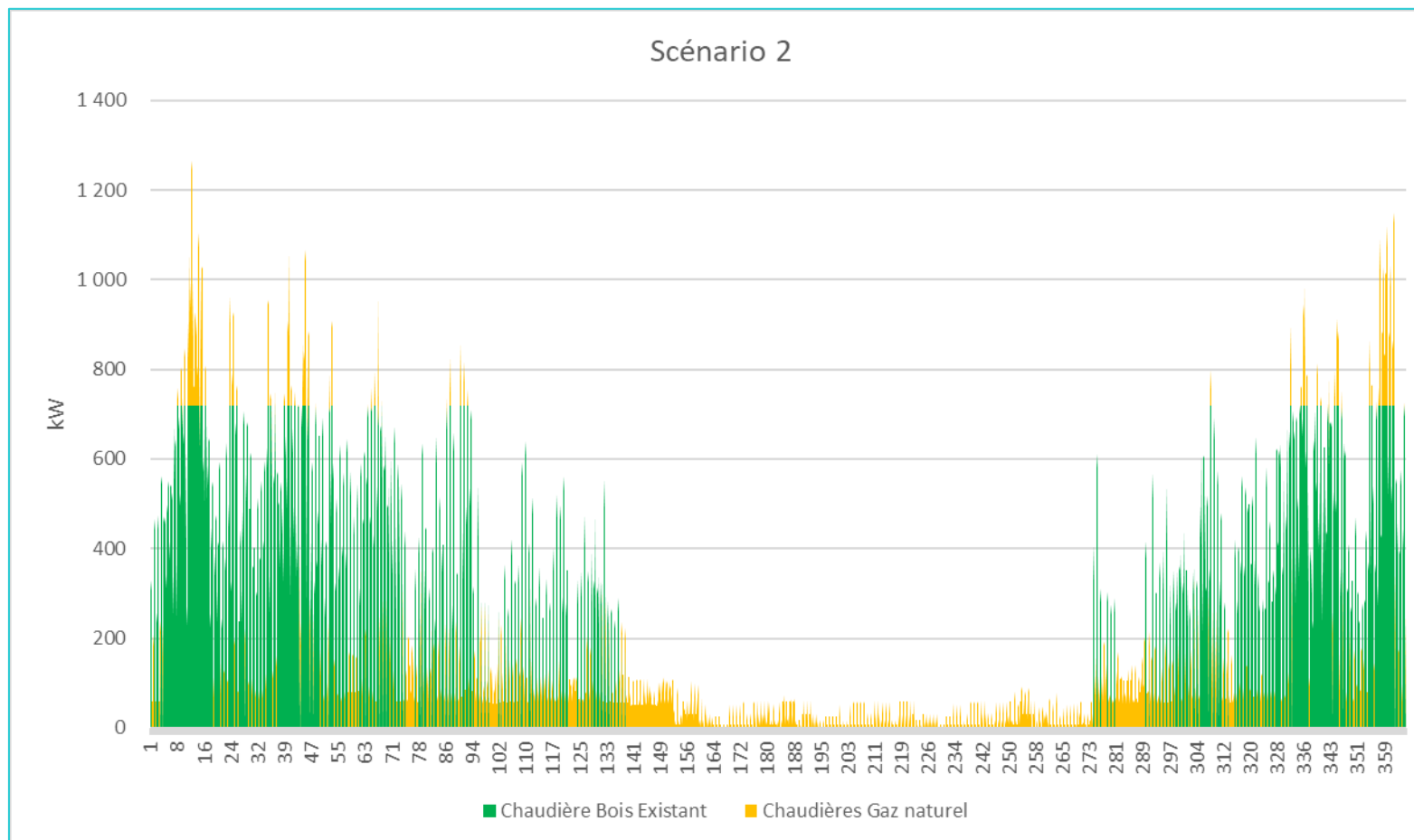


FIGURE 9 : COURBE CHRONOLOGIQUE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION)

Le pic de puissance maximal appelé en chaufferie, s'élève à 1 350 kW, ce qui est nettement inférieur à la puissance totale cumulée de l'ensemble des bâtiments du scénario mais s'explique par le foisonnement des appels de puissances et les marges de surpuissances considérées pour les puissances échangeurs. Lors des pics de puissance la chaudière bois et gaz fonctionne en même temps pour couvrir les besoins de chaleur.

6.3.2. Monotone (étagement des puissances)

La courbe monotone est utilisée pour le dimensionnement des chaudières : elle permet de classer les appels de puissances par fréquence d'apparition.

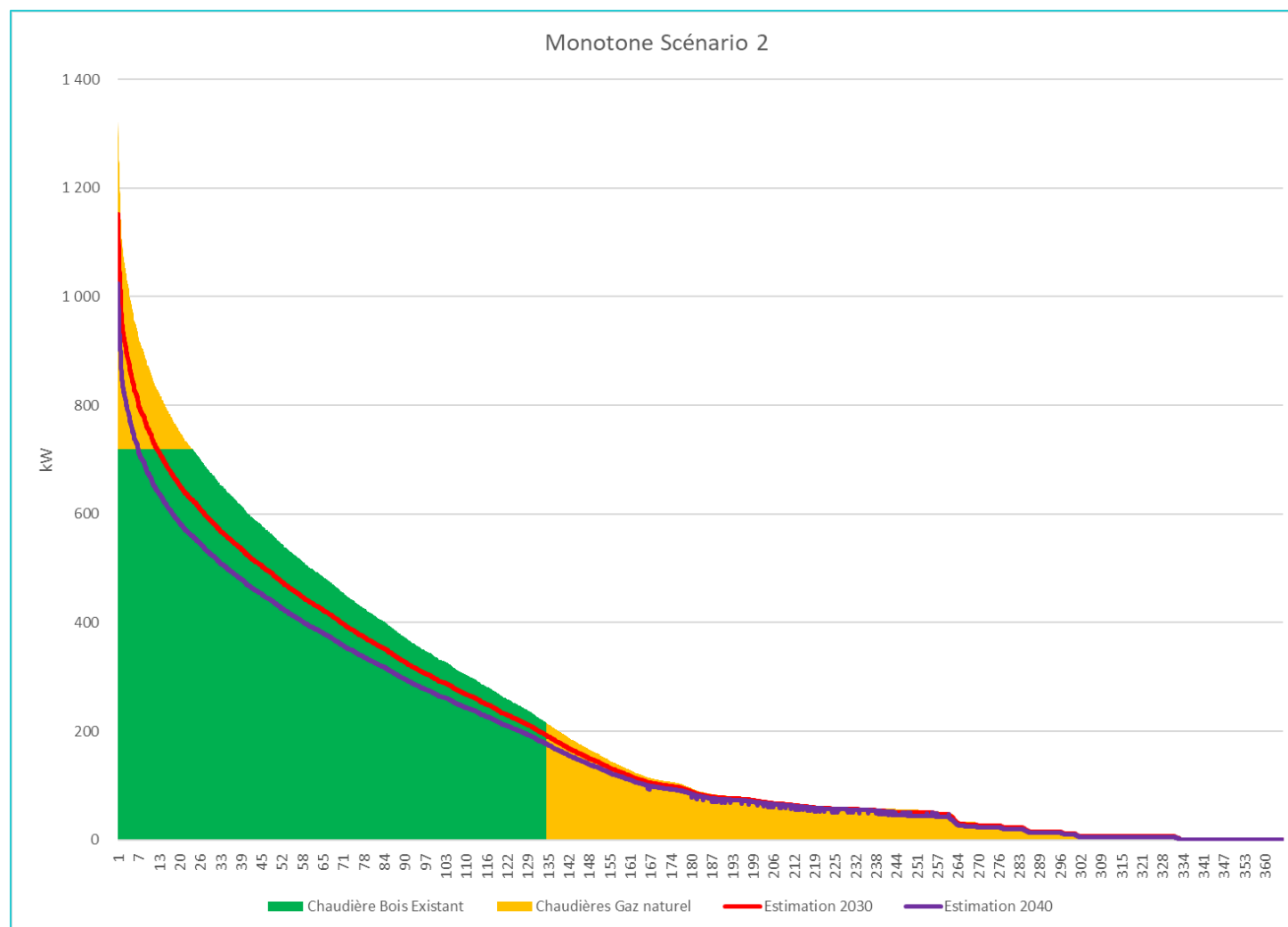


FIGURE 10 : COURBE MONOTONE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION)

Dimensionnement considéré : Chaudière bois de 720 kW existante

La part assurée par la chaudière bois correspond aux parties en vert, permet de couvrir 80% des besoins totaux des bâtiments. La courbe rouge est une estimation de l'évolution des besoins en 2030 et la violette pour 2040, pour répondre au décret tertiaire aux vus des informations dont nous disposons actuellement.

6.4. Modélisation Scénario Biomasse et solaire – Avec densification

6.4.1. Profil de puissance

Le graphique ci-dessous présente la courbe chronologique des appels de puissance sur l'année. La puissance couverte par la chaudière bois est représentée en vert, par l'appoint gaz en jaune et par le solaire en orange.

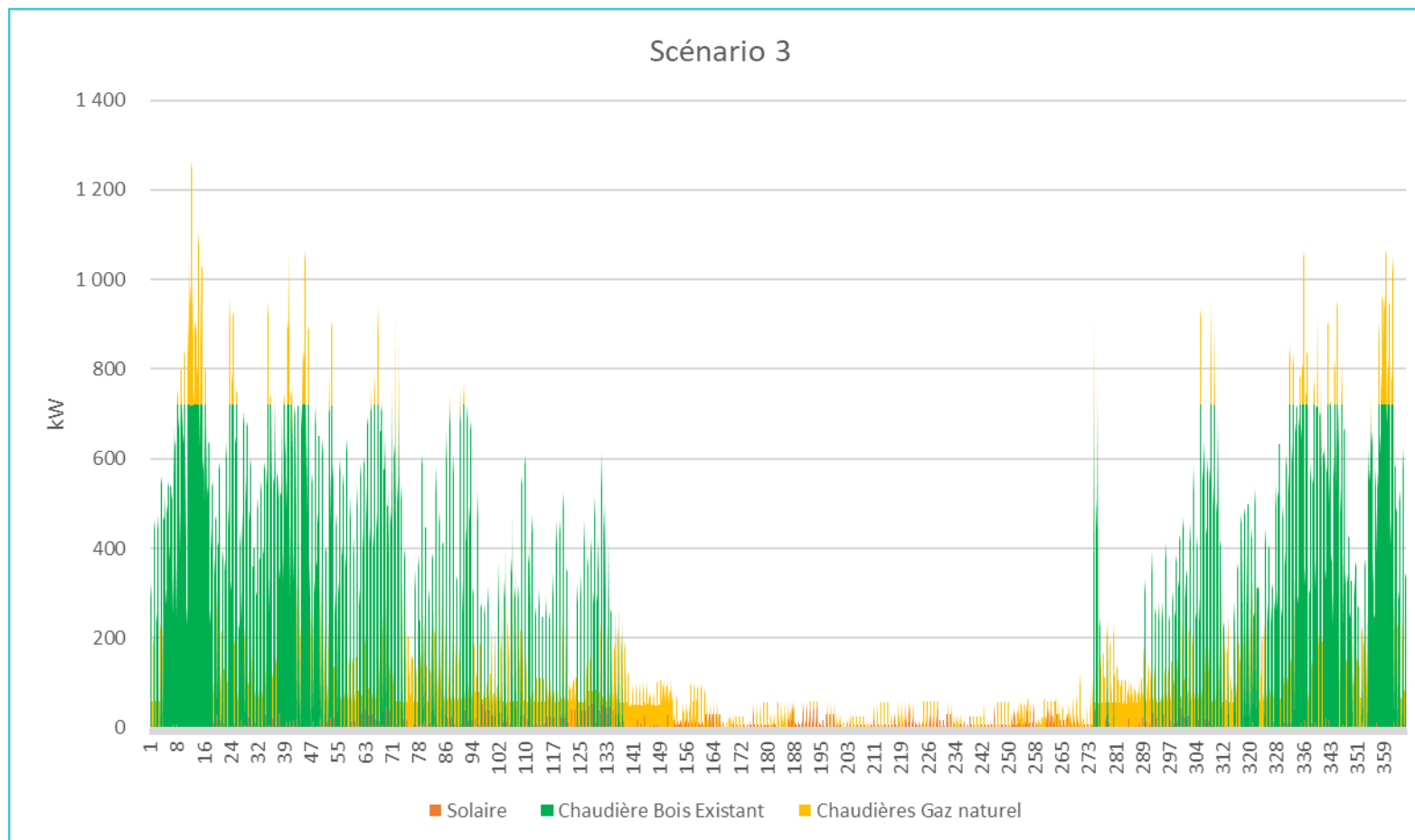


FIGURE 11 : COURBE CHRONOLOGIQUE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION)

Le pic de puissance maximal appelé en chaufferie, s'élève à 1 350 kW, ce qui est nettement inférieur à la puissance totale cumulée de l'ensemble des bâtiments du scénario mais s'explique par le foisonnement des appels de puissances et les marges de surpuissances considérées pour les puissances échangeurs. Lors des pics de puissance la chaudière bois et gaz fonctionne en même temps pour couvrir les besoins de chaleur.

6.4.2. Monotone (étagement des puissances)

La courbe monotone est utilisée pour le dimensionnement des chaudières : elle permet de classer les appels de puissances par fréquence d'apparition.

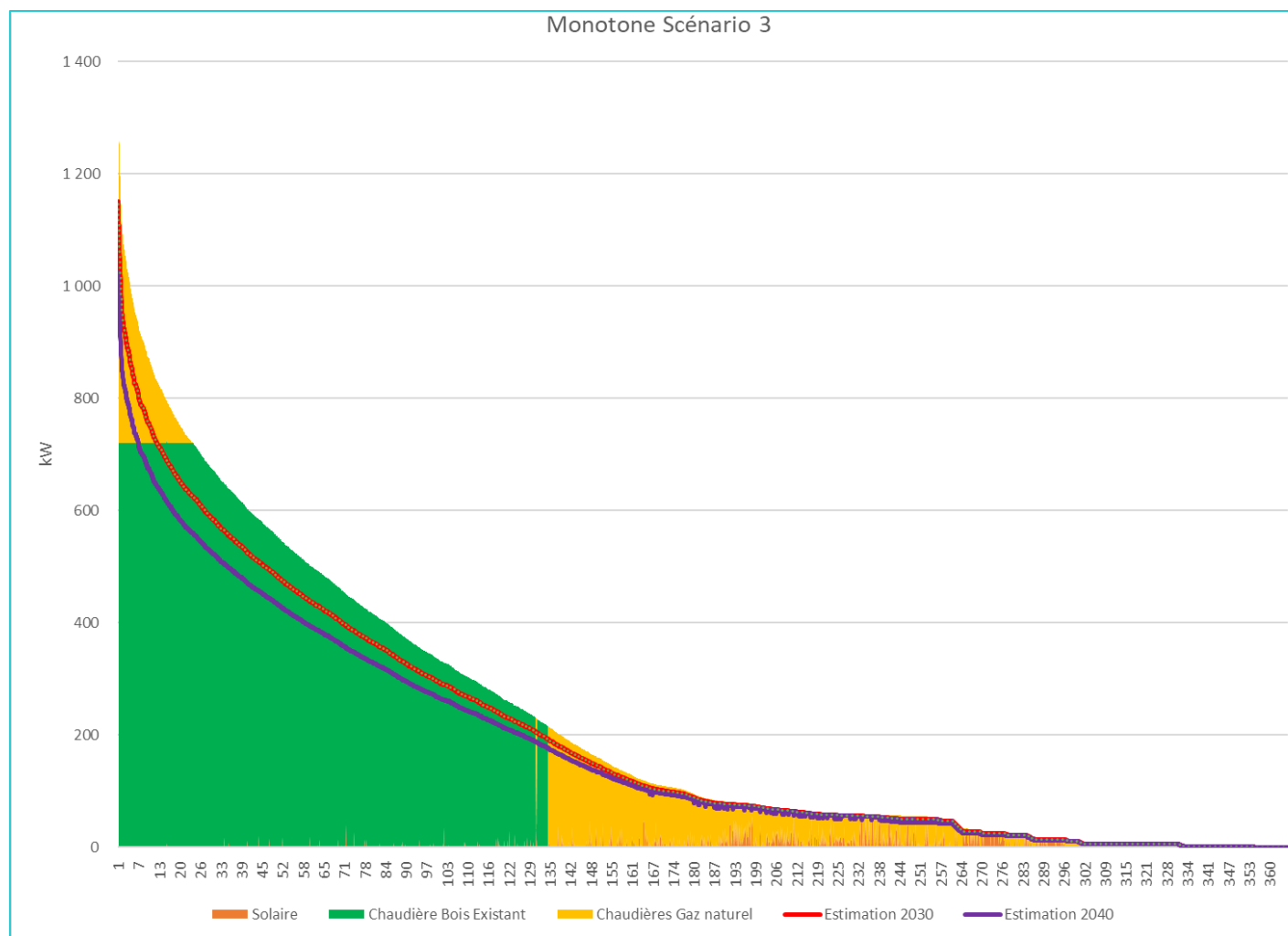


FIGURE 12 : COURBE MONOTONE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION)

Dimensionnement considéré : Chaudière bois de 720 kW existante et 100m² de panneaux solaires sur la toiture de la chaufferie

La part assurée par la chaudière bois correspond aux parties en vert, permet de couvrir 79% des besoins totaux des bâtiments et 2% sont couverts par le solaire. La courbe rouge est une estimation de l'évolution des besoins en 2030 et la violette pour 2040, pour répondre au décret tertiaire aux vus des informations dont nous disposons actuellement.

6.5. Modélisation Scénario Biomasse – Avec densification et extension

6.5.1. Profil de puissance

Le graphique ci-dessous présente la courbe chronologique des appels de puissance sur l'année. La puissance couverte par la chaudière bois est représentée en vert et par l'appoint gaz en jaune.

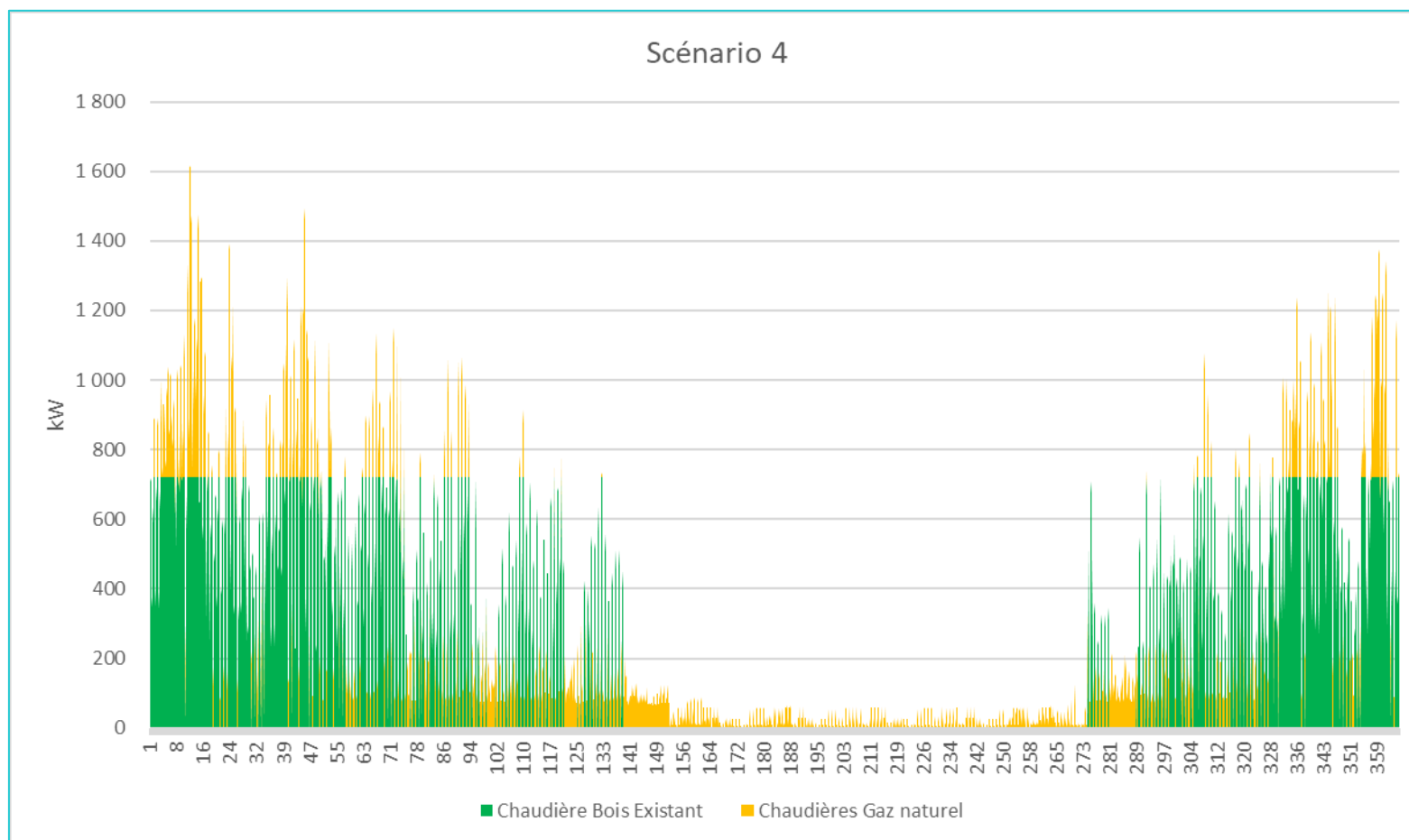


FIGURE 13 : COURBE CHRONOLOGIQUE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Le pic de puissance maximal appelé en chaufferie, s'élève à 1 650 kW, ce qui est nettement inférieur à la puissance totale cumulée de l'ensemble des bâtiments du scénario mais s'explique par le foisonnement des appels de puissances et les marges de surpuissances considérées pour les puissances échangeurs. Lors des pics de puissance la chaudière bois et gaz fonctionne en même temps pour couvrir les besoins de chaleur.

6.5.2. Monotone (étagement des puissances)

La courbe monotone est utilisée pour le dimensionnement des chaudières : elle permet de classer les appels de puissances par fréquence d'apparition.

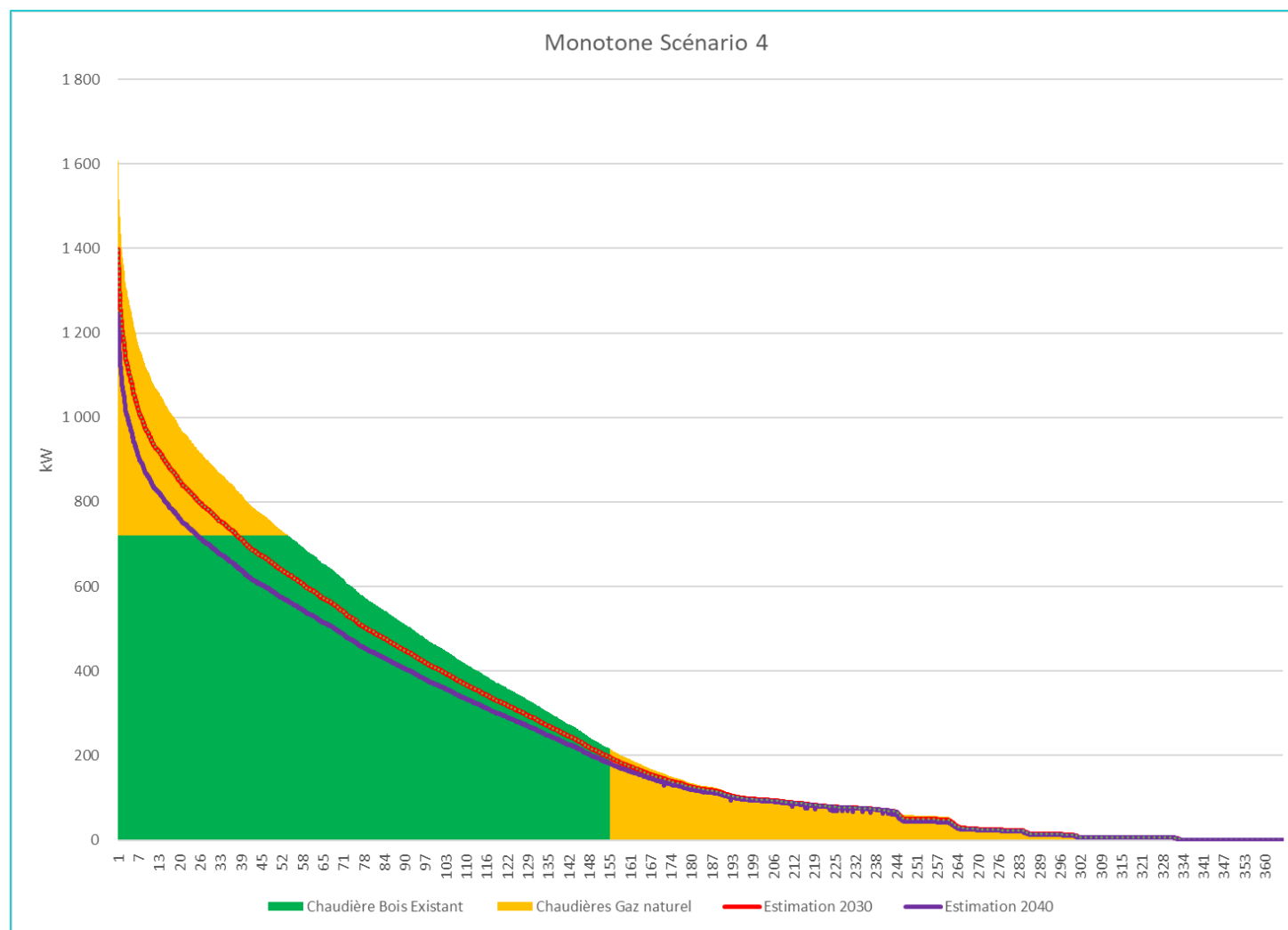


FIGURE 14 : COURBE MONOTONE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Dimensionnement considéré : Chaudière bois de 720 kW existante

La part assurée par la chaudière bois correspond aux parties en vert, permet de couvrir 77% des besoins totaux des bâtiments. La courbe rouge est une estimation de l'évolution des besoins en 2030 et la violette pour 2040, pour répondre au décret tertiaire aux vus des informations dont nous disposons actuellement.

6.6. Modélisation Scénario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension

6.6.1. Profil de puissance

Le graphique ci-dessous présente la courbe chronologique des appels de puissance sur l'année. La puissance couverte par la chaudière bois est représentée en vert, par l'appoint gaz en jaune et par le condenseur en bleu.

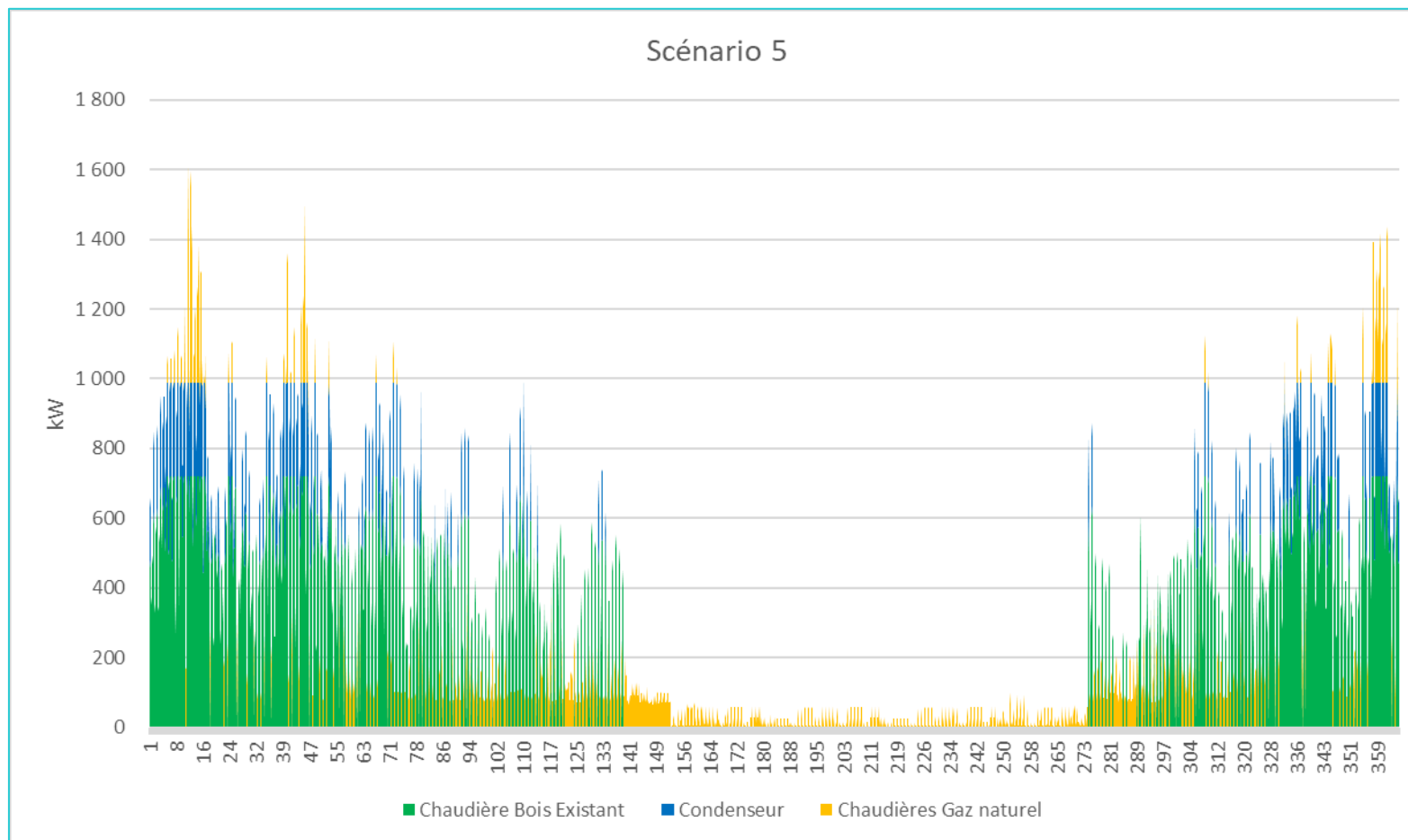


FIGURE 15 : COURBE CHRONOLOGIQUE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE ET CONDENSEUR – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Le pic de puissance maximal appelé en chaufferie, s'élève à 1 650 kW, ce qui est nettement inférieur à la puissance totale cumulée de l'ensemble des bâtiments du scénario mais s'explique par le foisonnement des appels de puissances et les marges de surpuissances considérées pour les puissances échangeurs.

6.6.2. Monotone (étagement des puissances)

La courbe monotone est utilisée pour le dimensionnement des chaudières : elle permet de classer les appels de puissances par fréquence d'apparition.

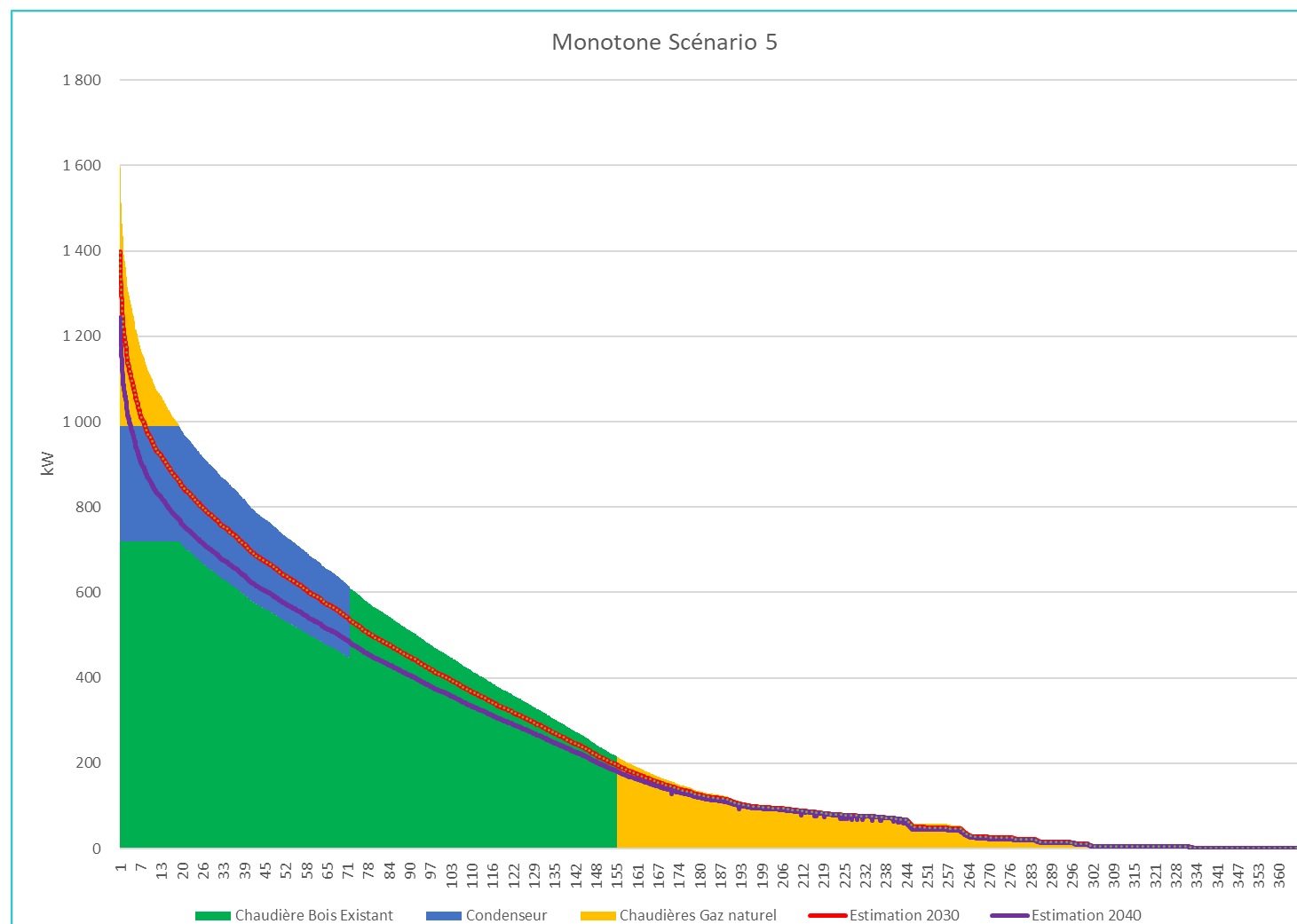


FIGURE 16 : COURBE MONOTONE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE ET CONDENSEUR – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Dimensionnement considéré : Chaudière bois de 720 kW existants et Condenseur avec PAC

La part assurée par la chaudière bois correspond aux parties en vert, permet de couvrir 71% des besoins totaux des bâtiments et 15% supplémentaire avec le condenseur. La courbe rouge est une estimation de l'évolution des besoins en 2030 et la violette pour 2040, pour répondre au décret tertiaire aux vus des informations dont nous disposons actuellement. Lors des pics de puissance la chaudière bois, le condenseur et gaz fonctionne en même temps pour couvrir les besoins de chaleur.

6.7. Modélisation Scénario Biomasse et solaire – Avec densification et extension

6.7.1. Profil de puissance

Le graphique ci-dessous présente la courbe chronologique des appels de puissance sur l'année. La puissance couverte par la chaudière bois est représentée en vert, par l'appoint gaz en jaune et par le solaire en orange.

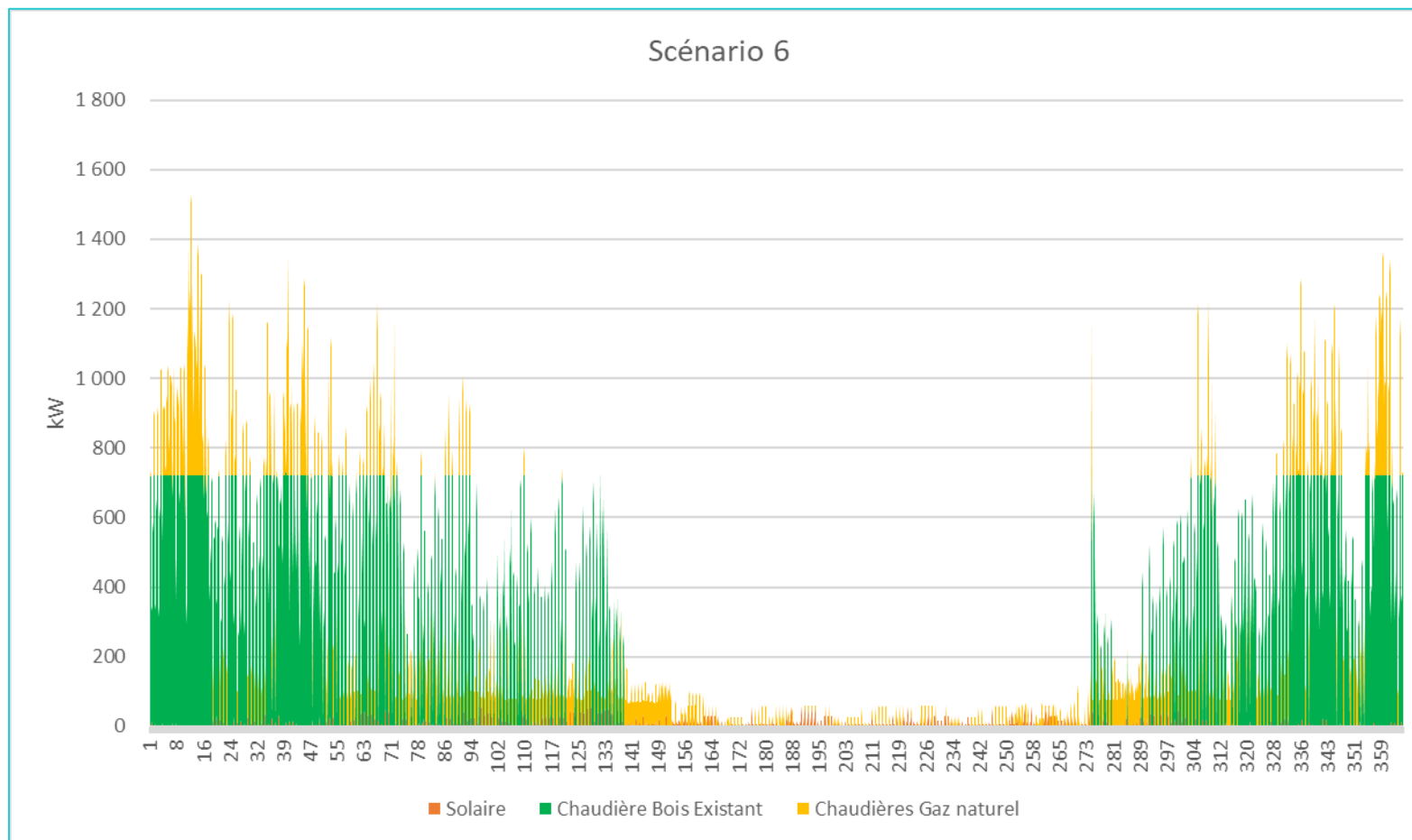


FIGURE 17 : COURBE CHRONOLOGIQUE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Le pic de puissance maximal appelé en chaufferie, s'élève à 1 650 kW, ce qui est nettement inférieur à la puissance totale cumulée de l'ensemble des bâtiments du scénario mais s'explique par le foisonnement des appels de puissances et les marges de surpuissances considérées pour les puissances échangeurs. Lors des pics de puissance la chaudière bois et gaz fonctionne en même temps pour couvrir les besoins de chaleur.

6.7.2. Monotone (étagement des puissances)

La courbe monotone est utilisée pour le dimensionnement des chaudières : elle permet de classer les appels de puissances par fréquence d'apparition.

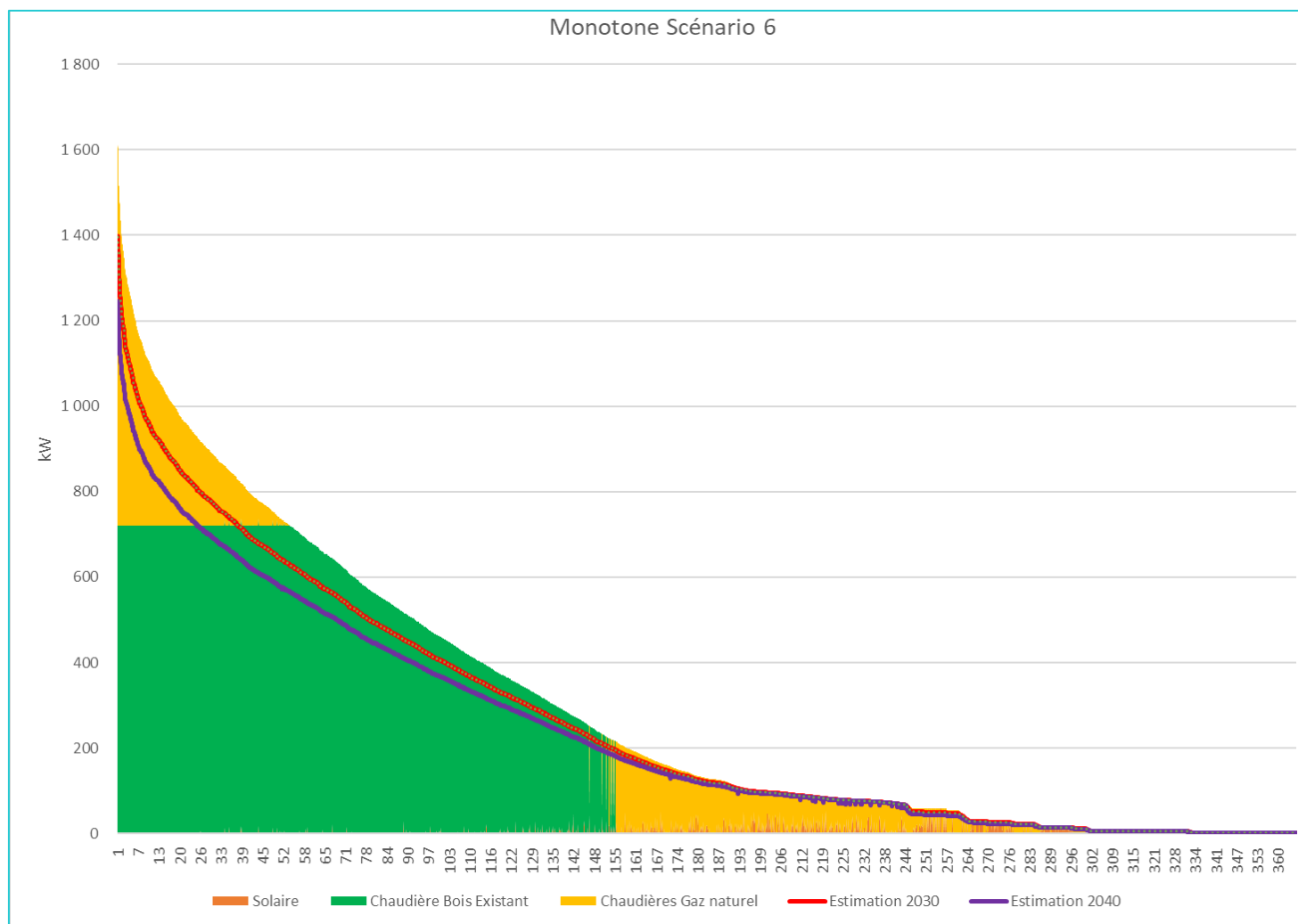


FIGURE 18 : COURBE MONOTONE D'APPELS DE PUISSANCE (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Dimensionnement considéré : Chaudière bois de 720 kW existante et 100m² de panneaux solaires sur la toiture de la chaufferie

La part assurée par la chaudière bois correspond aux parties en vert, permet de couvrir 77% des besoins totaux des bâtiments, 2% sont couverts par le solaire. La courbe rouge est une estimation de l'évolution des besoins en 2030 et la violette pour 2040, pour répondre au décret tertiaire aux vues des informations dont nous disposons actuellement.

6.8. Bilan des consommations

6.8.1. Hypothèses

Le bilan des consommations pour chacun des scénarios est basé sur les hypothèses suivantes :

- ▶ Chaudière Bois plaquette :
 - ▶ Rendement considéré : 75%,
 - ▶ Humidité Combustible : 40%,
 - ▶ PCI Combustible : 2 800 kWh/t.

6.8.2. Scénario Biomasse – Sans extension

Le tableau ci-dessous donne le détail des besoins énergétiques :

Mois	Couverture [%]	Besoins en sous-station [MWhu/an]	Pertes réseau [MWhu/an]	Production sortie chaufferie [MWhu/an]	Production Bois [MWhu/an]	Production Gaz nat. [MWhu/an]
Janvier	89%	299	39	339	301	38
Février	90%	246	35	282	255	27
Mars	83%	171	38	208	173	35
Avril	66%	95	35	130	86	44
Mai	46%	45	35	80	37	43
Juin	0%	9	2	11	0	11
Juillet	0%	6	0	6	0	6
Aout	0%	5	0	5	0	5
Septembre	0%	10	1	10	0	10
Octobre	50%	64	34	99	49	49
Novembre	85%	173	36	210	178	32
Décembre	90%	306	39	346	312	34
Total	81%	1 430	294	1 724	1 390	334

Le tableau ci-dessous indique les consommations annuelles par combustible :

Mois	Bois		Gaz naturel	
	MWh PCI	Tonnes	MWh	MWh PCS
Janvier	401	143	45	50
Février	340	121	32	35
Mars	231	82	41	46
Avril	114	41	52	58
Mai	49	18	50	56
Juin	0	0	12	14
Juillet	0	0	7	8
Aout	0	0	6	7
Septembre	0	0	12	13
Octobre	66	23	58	65
Novembre	237	85	37	41
Décembre	415	148	40	44
Total	1 853	662	393	437

Le graphique ci-dessous montre la répartition de consommations annuelles :

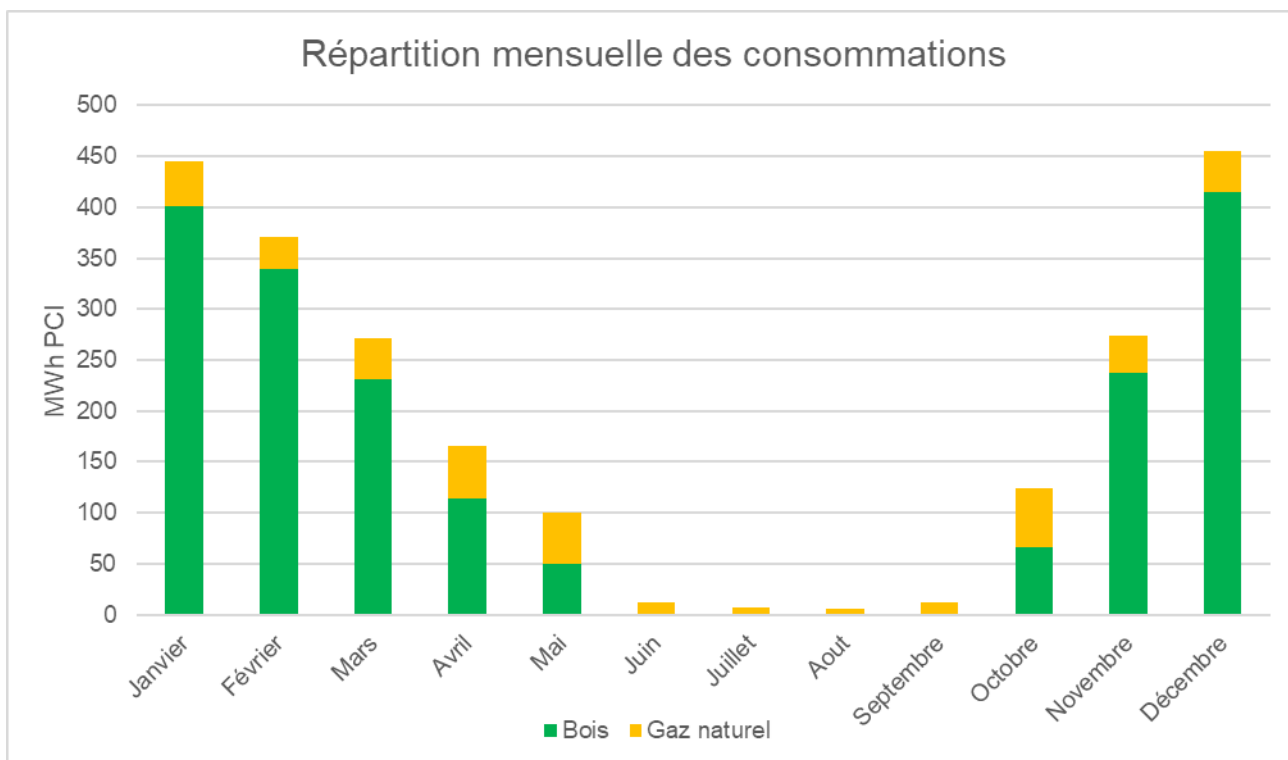


FIGURE 19 : REPARTITION MENSUELLE DES CONSOMMATIONS (SCENARIO BIOMASSE – SANS EXTENSION)

6.8.3. Scénario Biomasse – Avec densification

Le tableau ci-dessous donne le détail des besoins énergétiques :

Mois	Couverture [%]	Besoins en sous-station [MWhu/an]	Pertes réseau [MWhu/an]	Production sortie chaufferie bois [MWhu/an]	Production Bois [MWhu/an]	Production Gaz nat. [MWhu/an]
Janvier	87%	328	44	371	323	48
Février	89%	271	39	310	275	35
Mars	85%	194	42	236	200	36
Avril	72%	114	39	153	110	43
Mai	51%	59	39	97	49	48
Juin	0%	15	2	17	0	17
Juillet	0%	12	0	12	0	12
Aout	0%	11	0	12	0	12
Septembre	0%	15	1	16	0	16
Octobre	56%	82	38	120	66	53
Novembre	86%	195	40	236	203	32
Décembre	88%	334	44	378	332	46
Total	80%	1 630	327	1 957	1 558	399

Le tableau ci-dessous indique les consommations annuelles par combustible :

Mois	Bois		Gaz naturel	
	MWh PCI	Tonnes	MWh	MWh PCS
Janvier	431	154	57	63
Février	366	131	42	46
Mars	266	95	42	47
Avril	146	52	51	57
Mai	66	23	57	63
Juin	0	0	20	22
Juillet	0	0	14	16
Aout	0	0	14	15
Septembre	0	0	19	21
Octobre	89	32	63	70
Novembre	271	97	38	42
Décembre	443	158	54	60
Total	2 077	742	470	522

Le graphique ci-dessous montre la répartition de consommations annuelles :

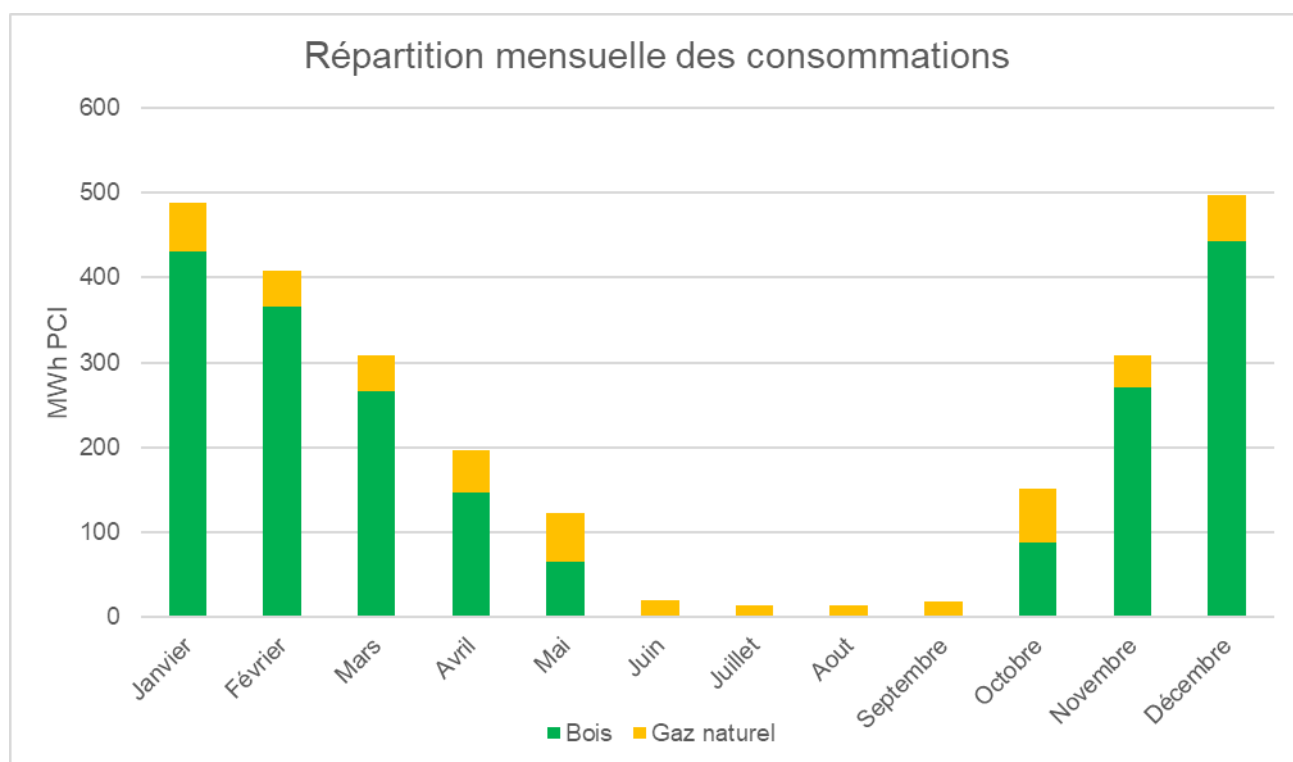


FIGURE 20 : REPARTITION MENSUELLE DES CONSOMMATIONS (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION)

6.8.4. Scénario Biomasse et solaire – Avec densification

Le tableau ci-dessous donne le détail des besoins énergétiques :

Mois	Couverture [%]	Besoins en sous-station [MWhu/an]	Pertes réseau [MWhu/an]	Production sortie chaufferie bois [MWhu/an]	Production Solaire [MWhu/an]	Production Bois [MWhu/an]	Production Gaz nat. [MWhu/an]
Janvier	87%	328	44	371	1	322	48
Février	88%	271	39	310	2	273	35
Mars	84%	194	42	236	4	198	33
Avril	72%	114	39	153	5	110	38
Mai	50%	59	39	97	5	49	43
Juin	0%	15	2	17	5	0	12
Juillet	0%	12	0	12	5	0	8
Aout	0%	11	0	12	5	0	7
Septembre	0%	15	1	16	4	0	12
Octobre	56%	82	38	120	3	66	50
Novembre	86%	195	40	236	2	202	31
Décembre	88%	334	44	378	1	331	46
Total	79%	1 630	327	1 957	43	1 552	362

Le tableau ci-dessous indique les consommations annuelles par combustible :

Mois	Bois		Gaz naturel	
	MWh PCI	Tonnes	MWh	MWh PCS
Janvier	430	154	56	62
Février	364	130	41	45
Mars	264	94	39	44
Avril	146	52	45	50
Mai	65	23	51	57
Juin	0	0	14	16
Juillet	0	0	9	10
Aout	0	0	8	9
Septembre	0	0	14	15
Octobre	89	32	58	65
Novembre	270	96	37	41
Décembre	442	158	54	60
Total	2 070	739	426	473

Le graphique ci-dessous montre la répartition de consommations annuelles :

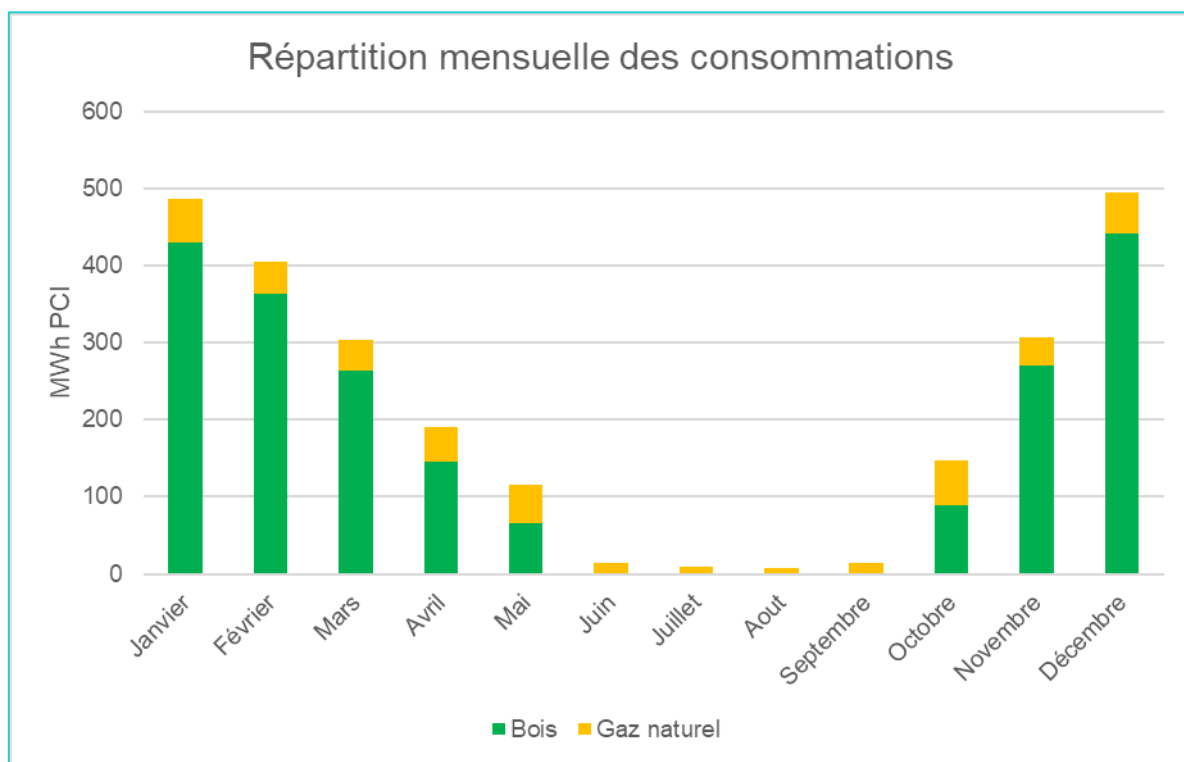


FIGURE 21 : REPARTITION MENSUELLE DES CONSOMMATIONS (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION)

6.8.5. Scénario Biomasse – Avec densification et extension

Le tableau ci-dessous donne le détail des besoins énergétiques :

Mois	Couverture [%]	Besoins en sous-station [MWhu/an]	Pertes réseau [MWhu/an]	Production sortie chaufferie bois [MWhu/an]	Production Bois [MWhu/an]	Production Gaz nat. [MWhu/an]
Janvier	80%	470	61	530	423	107
Février	82%	348	54	403	331	72
Mars	84%	253	58	311	261	50
Avril	76%	152	54	206	157	49
Mai	56%	79	54	133	75	58
Juin	0%	15	2	17	0	17
Juillet	0%	12	0	12	0	12
Aout	0%	11	0	12	0	12
Septembre	0%	15	1	16	0	16
Octobre	66%	111	53	164	108	56
Novembre	86%	254	56	310	266	44
Décembre	79%	436	61	497	393	104
Total	77%	2 156	455	2 610	2 013	597

Le tableau ci-dessous indique les consommations annuelles par combustible :

Mois	Bois		Gaz naturel	
	MWh PCI	Tonnes	MWh	MWh PCS
Janvier	564	202	126	140
Février	441	157	85	94
Mars	348	124	59	65
Avril	209	75	58	65
Mai	100	36	68	76
Juin	0	0	20	22
Juillet	0	0	14	16
Aout	0	0	14	15
Septembre	0	0	19	21
Octobre	143	51	66	74
Novembre	355	127	51	57
Décembre	524	187	122	136
Total	2 684	959	702	780

Le graphique ci-dessous montre la répartition de consommations annuelles :

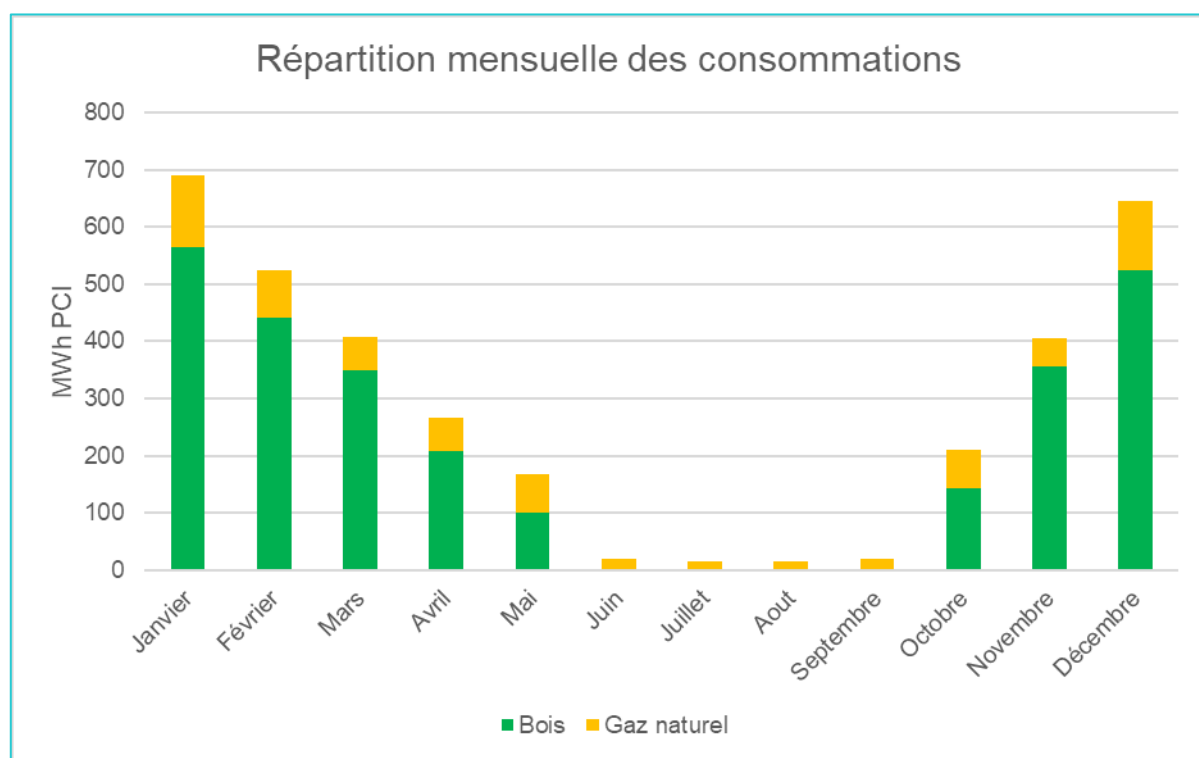


FIGURE 22 : REPARTITION MENSUELLE DES CONSOMMATIONS (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

6.8.6. Scénario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension

Le tableau ci-dessous donne le détail des besoins énergétiques :

Mois	Couverture [%]	Besoins en sous-station [MWhu/an]	Pertes réseau [MWhu/an]	Production sortie chaufferie bois [MWhu/an]	Production Bois [MWhu/an]	Production Condenseur [MWhu/an]	Production Gaz nat. [MWhu/an]
Janvier	73%	470	61	530	388	106	37
Février	74%	348	54	403	298	77	28
Mars	76%	253	58	311	236	43	32
Avril	70%	152	54	206	145	18	43
Mai	53%	79	54	133	71	4	58
Juin	0%	15	2	17	0	0	17
Juillet	0%	12	0	12	0	0	12
Aout	0%	11	0	12	0	0	12
Septembre	0%	15	1	16	0	0	16
Octobre	64%	111	53	164	105	5	55
Novembre	78%	254	56	310	241	41	28
Décembre	73%	436	61	497	361	97	39
Total	71%	2 156	455	2 610	1 845	390	375

Le tableau ci-dessous indique les consommations annuelles par combustible :

Mois	Bois		Electricité		Gaz naturel	
	MWh PCI	Tonnes	MWh PCI	MWh PCI	MWh	MWh PCS
Janvier	517	185	31	31	44	48
Février	398	142	22	22	33	36
Mars	315	113	12	12	37	42
Avril	193	69	5	5	50	56
Mai	94	34	1	1	68	75
Juin	0	0	0	0	20	22
Juillet	0	0	0	0	14	16
Aout	0	0	0	0	14	15
Septembre	0	0	0	0	19	21
Octobre	139	50	1	1	64	71
Novembre	322	115	12	12	33	36
Décembre	482	172	28	28	46	51
Total	2 460	879	113	113	442	491

Le graphique ci-dessous montre la répartition de consommations annuelles :

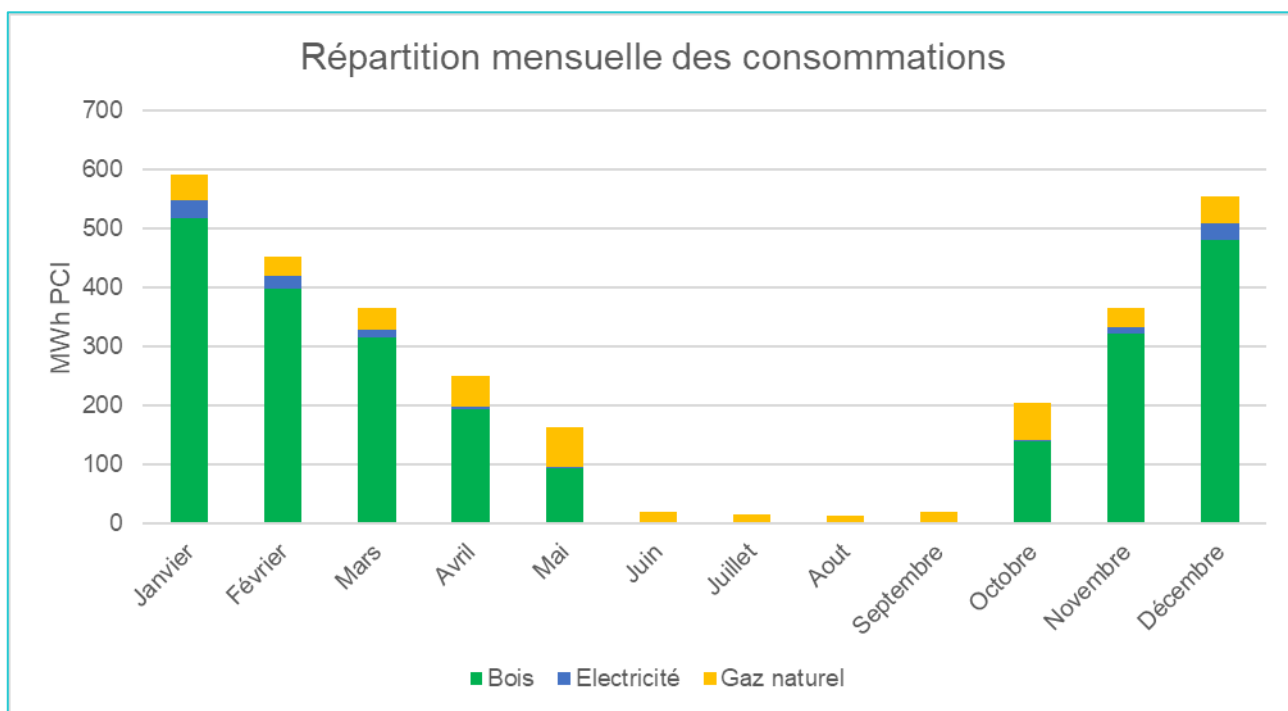


FIGURE 23 : REPARTITION MENSUELLE DES CONSOMMATIONS (SCENARIO BIOMASSE ET CONDENSEUR – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

6.8.7. Scénario Biomasse et solaire – Avec densification et extension

Le tableau ci-dessous donne le détail des besoins énergétiques :

Mois	Couverture [%]	Besoins en sous-station [MWhu/an]	Pertes réseau [MWhu/an]	Production sortie chaufferie bois [MWhu/an]	Production Solaire [MWhu/an]	Production Bois [MWhu/an]	Production Gaz nat. [MWhu/an]
Janvier	80%	470	61	530	1	422	107
Février	81%	348	54	403	2	328	73
Mars	83%	253	58	311	4	259	48
Avril	76%	152	54	206	5	156	45
Mai	56%	79	54	133	5	74	53
Juin	0%	15	2	17	5	0	12
Juillet	0%	12	0	12	5	0	8
Aout	0%	11	0	12	5	0	7
Septembre	0%	15	1	16	4	0	12
Octobre	65%	111	53	164	3	107	53
Novembre	86%	254	56	310	2	265	43
Décembre	79%	436	61	497	1	392	104
Total	77%	2 156	455	2 610	43	2 004	563

Le tableau ci-dessous indique les consommations annuelles par combustible :

Mois	Bois		Gaz naturel	
	MWh PCI	Tonnes	MWh	MWh PCS
Janvier	563	201	125	139
Février	437	156	86	95
Mars	345	123	57	63
Avril	209	74	53	58
Mai	99	35	63	70
Juin	0	0	15	16
Juillet	0	0	9	10
Aout	0	0	8	9
Septembre	0	0	14	15
Octobre	143	51	62	69
Novembre	354	126	50	56
Décembre	523	187	122	136
Total	2 673	954	663	736

Le graphique ci-dessous montre la répartition de consommations annuelles :

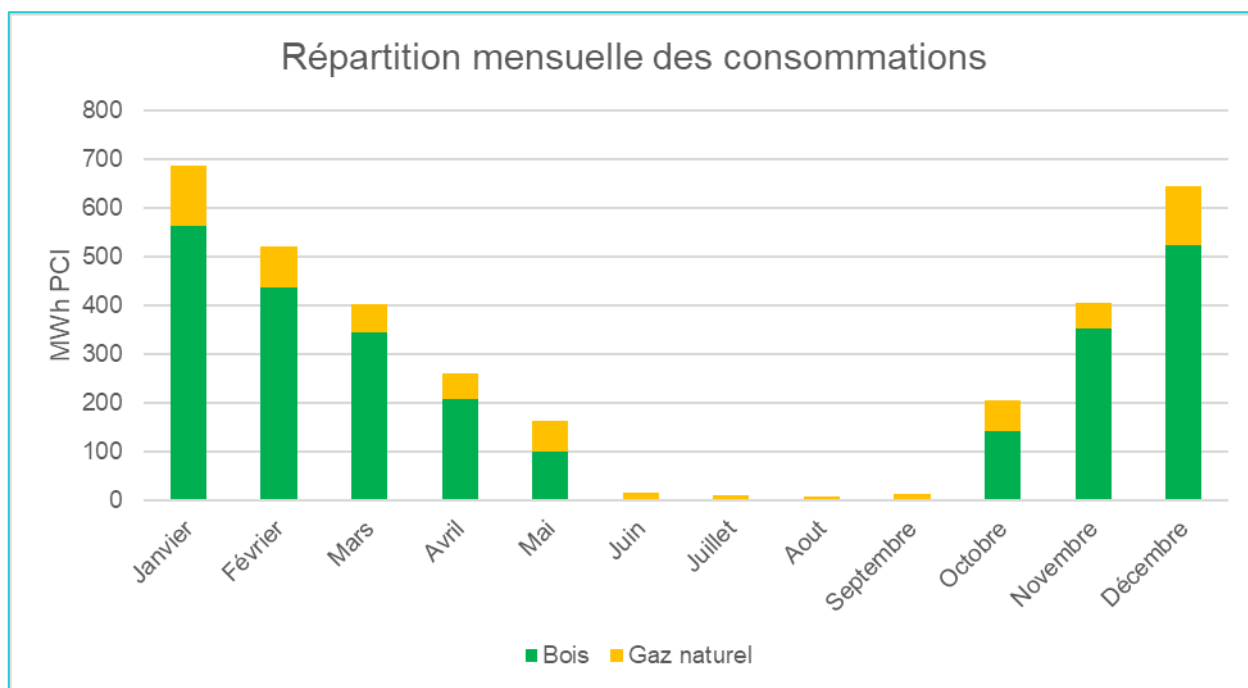


FIGURE 24 : REPARTITION MENSUELLE DES CONSOMMATIONS (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

7. Financements et aides mobilisables

Le maître d'ouvrage ou dans le cadre d'une DSP, le délégataire qui réalise les investissements, peut faire appel à différentes solutions de financement :

Le Fonds chaleur :

Le calcul du montant des subventions attribuées pour les travaux réseaux est basé sur les éléments indiqués dans la fiche descriptive réseaux du fond de chaleur 2023.

Pour les cas des renouvellements d'installations biomasse énergie existantes :

Les critères suivants doivent être respectés :

- Réalisation d'une étude de faisabilité préalable.
- L'installation est en fonctionnement **depuis plus de 20 ans** dans le collectif/tertiaire. (Soit en 2032)
- Le bilan comparatif des performances avant/après montre un impact positif sur l'efficacité énergétique et la qualité de l'air.
- La rénovation est substantielle (= rénovation dont le coût dépasse 50% du coût d'investissement pour une unité neuve comparable).

Les plafonds assiettes sont les suivants :

Tranche (MWh)	Aide collectif/tertiaire en € / MWhENR sortie sur 20ans
De 0 à 600	9
De 600 à 3000	4
De 3000 à 6000	2
De 6000 à 20000	1,5

Certificats d'économies d'énergies :

Depuis 2021 les aides du Fonds Chaleur sont cumulables avec les CEE pour le raccordement des bâtiments existants (résidentiel et tertiaire) à un réseau de chaleur. Le projet est donc éligible aux aides cumulées du Fonds chaleur et des Certificats d'économies d'énergies (aide CEE abordée dans le point suivant) :

Le montant de certificats en kWh cumac pour les bâtiments tertiaires sont les suivants (BAT-TH-127 (v. A45.4)) :

Si la puissance souscrite est inférieure ou égale à 400 kW :

Montant en kWh cumac par m² de surface chauffée		
Secteur	Usage de la chaleur du réseau	
	Chauffage	Chauffage et eau chaude sanitaire
Bureaux	480	510
Enseignement	310	360
Santé	400	540
Commerces	370	420
Hôtellerie/Restauration	540	680
Autres	310	330

Zone climatique	
H1	1,1
H2	0,9
H3	0,6

Surface chauffée (en m²)	
S	

Si la puissance souscrite est strictement supérieure à 400 kW :

Montant en kWh cumac par m² de surface chauffée		
Secteur	Usage de la chaleur du réseau	
	Chauffage	Chauffage et eau chaude sanitaire
Bureaux	370	390
Enseignement	240	270
Santé	310	410
Commerces	280	320
Hôtellerie/Restauration	410	520
Autres	240	260

Zone climatique	
H1	1,1
H2	0,9
H3	0,6

Surface chauffée (en m²)	
S	

La surface prise en compte est la surface chauffée du ou des bâtiments tertiaires du secteur concerné raccordés au réseau de chaleur.

Le montant de certificats en kWh cumac pour les bâtiments résidentiels sont les suivants (BAR-TH-137 (v. A45.3)) :

Pour un logement collectif :

Zone climatique	Montant en kWh cumac par appartement	X	Nombre d'appartements raccordés
H1	47 700		N
H2	39 500		
H3	30 800		

Pour une maison individuelle :

Zone climatique	Montant en kWh cumac	X	Facteur correctif	Surface habitable S en m ²
H1	48 300		0,5	S < 70
H2	40 200		0,7	$70 \leq S < 90$
H3	29 600		1	$90 \leq S < 110$
			1,1	$110 \leq S \leq 130$
			1,6	S > 130

Le Fonds Vert

Le fond vert est une aide ponctuelle qui se clôture le 31 décembre 2023. Cette mesure inclut l'élimination des énergies fossiles (sortie du fioul et du gaz) et le développement des énergies propres et des réseaux urbains de chaleur et de froid renouvelables. Le fonds sera, si nécessaire, cumulable avec les autres dotations de l'Etat, avec un minimum de 20% de financement par le porteur de projet.

La Fonds FEDER :

Le FEDER est un fonds de subventions européen alloué aux régions. Chaque région est libre, dans un cadre limité tout de même, de définir les critères d'éligibilité du subventionnement FEDER et les axes prioritaires à financer. De ce fait, ce dispositif a un rayonnement uniquement régional et non national. Ce crédit est cumulable avec les aides du Fonds Chaleur dans la limite du respect de l'encadrement communautaire quant au cumul des aides publiques.

Les actions du Programme Opérationnel FEDER sont présentées de façon détaillée sous forme de fiches qui visent à donner une description précise, claire et opérationnelle des actions dans lesquelles doivent s'inscrire les projets pour être éligibles. Ces fiches sont donc conçues pour être mises à la disposition des porteurs de projets et des services instructeurs.

L'autofinancement :

Le maître d'ouvrage a recours à sa propre trésorerie pour financer l'investissement.

L'emprunt :

Le maître d'ouvrage peut mettre en concurrence les organismes bancaires pour obtenir, sur une durée plus ou moins courte, un taux compétitif.

Le CITE (Crédit d'Impôt pour la Transition Energétique) :

Il n'est pas cumulable avec les aides du Fonds Chaleur et n'intervient donc qu'en partie secondaire.

Caisse des dépôts et des consignations :

Le plan de relance de la Banque des Territoires vise 4 champs d'interventions dont l'innovation au service des infrastructures durables de type réseau de chaleur. Elle apporte le soutien d'un actionnaire minoritaire dans les sociétés de projet créées pour la construction d'un réseau et/ou son exploitation pendant toute la durée d'une concession avec la recherche d'un prix de la chaleur compétitif pour les usagers.

Prêt PRU-AM (Prêt Renouvellement Urbain Aménagement) :

Une offre de prêt à un taux compétitif dédiée au financement des opérations situées dans les quartiers prioritaires de la politique de la ville. Les bénéficiaires de cette aide sont les communes, les départements, les régions.

Le Plan d'Investissement d'Avenir :

Le Premier ministre Jean Castex a annoncé le quatrième Programme d'investissements d'avenir (PIA4). L'Etat financera des investissements exceptionnels dans quelques filières et technologies émergentes et prioritaires dont les des créations énergies décarbonées.

8. Evaluation économique

8.1. Hypothèses

8.1.1. Evaluation économique

L'évaluation de la pertinence économique du projet de réalisation d'une chaufferie bois énergie et d'un réseau de chaleur pour les différents bâtiments de la ville, comprend une simulation économique réalisée sur la base d'estimations financières, avec un comparatif de la solution bois à la solution dite de référence. La solution de référence correspond à la situation actuelle des chaufferies existantes pour les bâtiments de l'étude.

Pour réaliser le bilan financier d'une installation thermique, les postes de dépenses suivants sont considérés :

- ▶ P1 : les coûts énergétiques des combustibles,
- ▶ P2 : la conduite et les coûts de maintenance,
- ▶ P3 : le gros entretien et le remplacement de pièces,
- ▶ P4 : l'amortissement des investissements.

Dans le cadre d'un réseau de chaleur, les postes sont les suivants :

- ▶ R1 correspond aux coûts énergétiques des combustibles,
- ▶ R2 correspond aux frais en chaufferie hors consommations de combustible, il intègre les postes suivants :
 - ▶ R2.1 : les abonnements et les consommations d'électricité pour les besoins des process,
 - ▶ R2.2 : la conduite et maintenance de la chaufferie,
 - ▶ R2.3 : le provisionnement pour le renouvellement des pièces d'usure en chaufferie,
 - ▶ R2.4 : le financement de la chaufferie et du réseau.

Afin de répartir équitablement le poste de dépense /R2 entre les différents raccordés, il est défini un poste R2 pour chaque bâtiment, facturé selon des URF (Unité de Répartition Forfaitaire)

8.1.2. Energies

Le tableau ci-dessous présente les coûts énergétiques ainsi que les taux d'inflation considérés pour la présente étude, dans le cas du scénario de référence et du scénario de raccordement à un réseau de chaleur :

Energie	Coût (€ HT/ MWh PCI)	Taux d'augmentation annuelle (%)
Bois Déchiqueté	41	2,5 %
Gaz naturel	54	4,0 %
Electricité	168	4,5 %

8.1.3. Amortissement et financement

L'investissement est considéré sur emprunt bancaire à un taux de 2,5%.

Les durées d'amortissement suivantes ont été considérées :

- ▶ 20 ans pour les travaux de la chaufferie et du réseau de chaleur.

8.1.4. Taux d'imposition

Le tableau ci-dessous donne le taux d'imposition appliqué par poste (taux en vigueur au moment de la réalisation de l'étude) :

Poste	Taux
Electricité	20 %
Gaz / Fioul	20 %
Bois	10 %
Exploitation P2 / P3	20 %
Investissements	20 %
R1 / R2	5,5 %

8.2. Investissements

8.2.1. Réseau de chaleur

Le tableau ci-dessous détaille l'investissement pour la mise en place des générateurs, du réseau de chaleur et des sous-stations :

€HT	Biomasse – Sans extension	Biomasse – Avec densification	Biomasse et solaire – Avec densification	Biomasse – Avec densification et extension	Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	Biomasse et solaire – Avec densification et extension
Réseau de chaleur	0	132 000	132 000	594 600	594 600	594 600
SST	0	53 000	53 000	100 000	100 000	100 000
Générateur	0	0	105 000	0	197 500	105 000
Total	0	185 000	290 000	694 600	892 100	799 600
Etude	0	18 500	29 000	69 500	89 300	80 000
Total Avec Etude	0	203 500	319 000	764 100	981 400	879 600

L'estimation ne tient pas compte des prestations liées à l'amiante et au plomb.

8.2.2. Bâtiment non raccordé au réseau de chaleur

La solution réseau de chaleur offre un outil de production de chaleur neuf pour l'ensemble des bâtiments, alors que si la solution actuelle est maintenue, un renouvellement à court ou moyen terme des chaudières sera à prévoir dans certains bâtiments. De plus le non raccordement à un réseau de chaleur entraîne un surcout pour répondre au décret tertiaire (En effet le décret considère que 1 kWh réseau de chaleur = 0,77 kWh_{PCI}).

Il est donc indispensable de prendre en compte ces coûts de renouvellement et un surcout des travaux d'économie d'énergie lorsque les bâtiments ne sont pas raccordés au réseau de chaleur, qui sont détaillés ci-dessous :

	Investissement renouvellement (€HT)	Surcout des travaux d'économie d'énergie (€HT)
Salle chevalier	22 500	60 800
SALLE DE LA QUINTAINE	22 500	58 900
SALLE DU PALADIN	20 000	72 300
Salle Voltige (gymnastique)	0	65 500
Logement Densification	125 000	0

L'estimation ne tient pas compte des prestations liées à l'amiante et au plomb.

8.3. Subventions

Les aides prix en compte dans l'étude sont les CEE avec une valorisation à 5.5 €/MWh_{cumac}.

	CEE (€)
Salle chevalier	2 400
SALLE DE LA QUINTAINE	2 350
SALLE DU PALADIN	2 600
Salle Voltige (gymnastique)	2 600
Logement Densification	10 850

8.4. Exploitation

Le tableau ci-dessous présente les montants des postes de dépenses maintenance et gros entretien, pour les scénarios, pour l'exploitation de la chaufferie, le réseau de chaleur et les sous-stations ainsi que les coûts de maintenance des bâtiments lorsqu'ils ne sont pas raccordés.

€ HT	Biomasse – Sans extension	Biomasse – Avec densification	Biomasse et solaire – Avec densification	Biomasse – Avec densification et extension	Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	Biomasse et solaire – Avec densification et extension
Réseaux de chaleur (R2,2+R2,3)	20 000	24 000	24 000	30 000	30 000	30 000
Bâtiments non raccordés (P2+P3)	12 000	8 000	8 000	0	0	0

Pour cette étude nous considérerons une inflation annuelle des coûts de maintenance de 1,5%.

8.5. Bilan économique global

8.5.1. Facture énergétique première année

Le graphique ci-dessous présente la répartition de la facture énergétique à l'année 1 pour l'ensemble des bâtiments de la ville concernés par chacun des scénarios, pour les scénarios bois énergie étudiés, avec et sans prise en compte des potentielles subventions, et pour les solutions de référence :

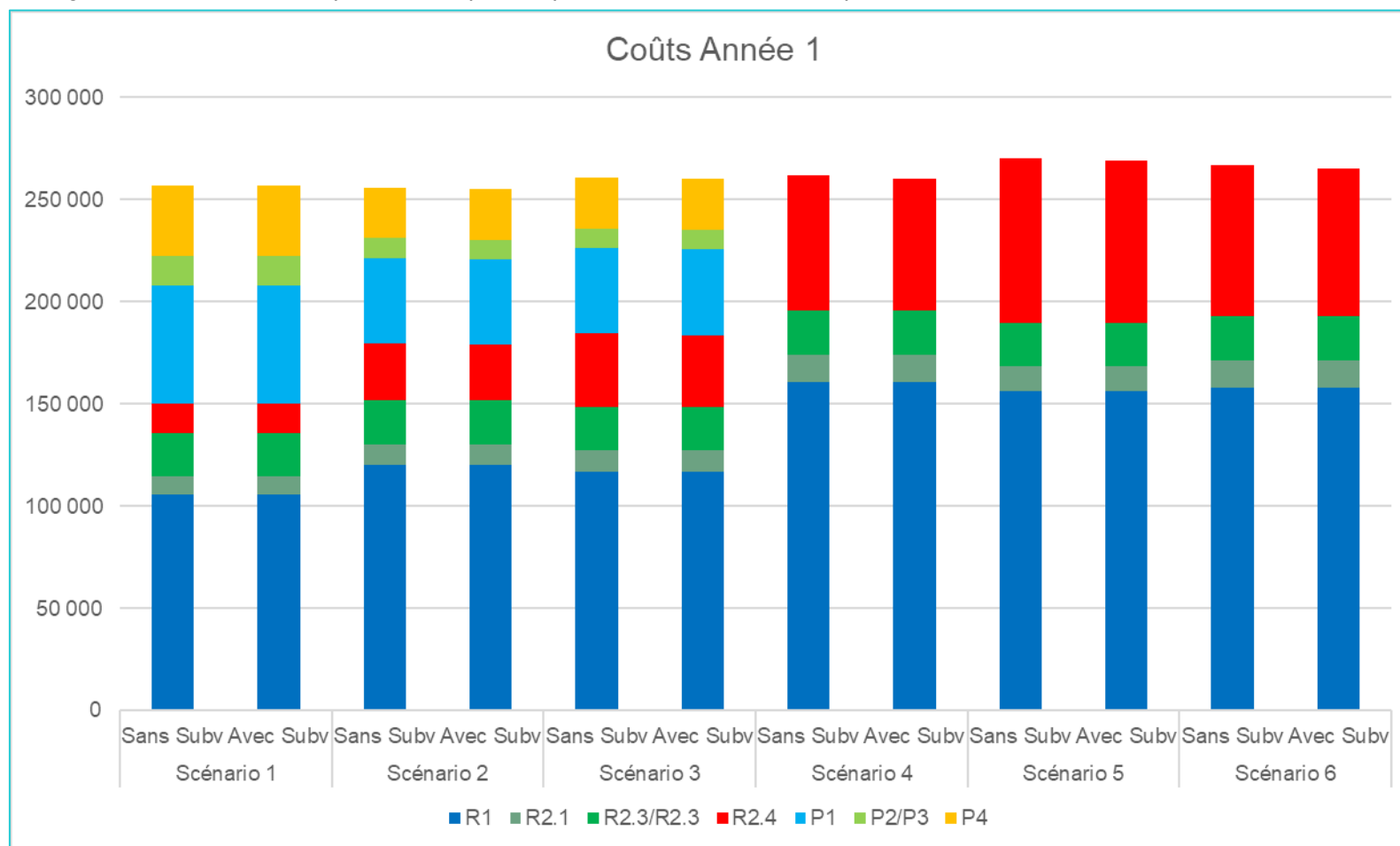


FIGURE 25 : REPARTITION DE LA FACTURE ENERGETIQUE (ANNEE 1)

Il existe peu de différence entre les scénarios avec et sans subvention. Il est possible d'améliorer ce bilan en allant chercher des aides exceptionnels et non forfaitaires qui ne sont pas pris en compte dans cette étude. Lors de la première année d'exploitation, les différents scénarios sont très proches, compris entre 255 000 €TTC et 270 000€TTC.

8.5.2. Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse – Sans extension

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture énergétique annuelle sur une période de 30 années pour l'ensemble des bâtiments pour le scénario :



FIGURE 26 : EVOLUTION DES ANNUITES DE LA FACTURE ENERGETIQUE SUR 30 ANS (SCENARIO BIOMASSE – SANS EXTENSION)

Une première diminution de la facture énergétique a lieu dans 10 ans, suite à la fin du remboursement du prêt en cours. La seconde a lieu dans 20 ans, une fois le prêt remboursé pour les investissements pour mettre en place ce scénario (Ici sur les bâtiments non raccordés aux réseaux de chaleur).

8.5.3. Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse – Avec densification

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture énergétique annuelle sur une période de 30 années pour l'ensemble des bâtiments pour le scénario :



FIGURE 27 : EVOLUTION DES ANNUITES DE LA FACTURE ENERGETIQUE SUR 30 ANS (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION)

Une première diminution de la facture énergétique a lieu dans 10 ans, suite à la fin du remboursement du prêt en cours. La seconde a lieu dans 20 ans, une fois le prêt remboursé pour les investissements pour mettre en place ce scénario.

8.5.4. Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse et solaire – Avec densification

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture énergétique annuelle sur une période de 30 années pour l'ensemble des bâtiments pour le scénario :

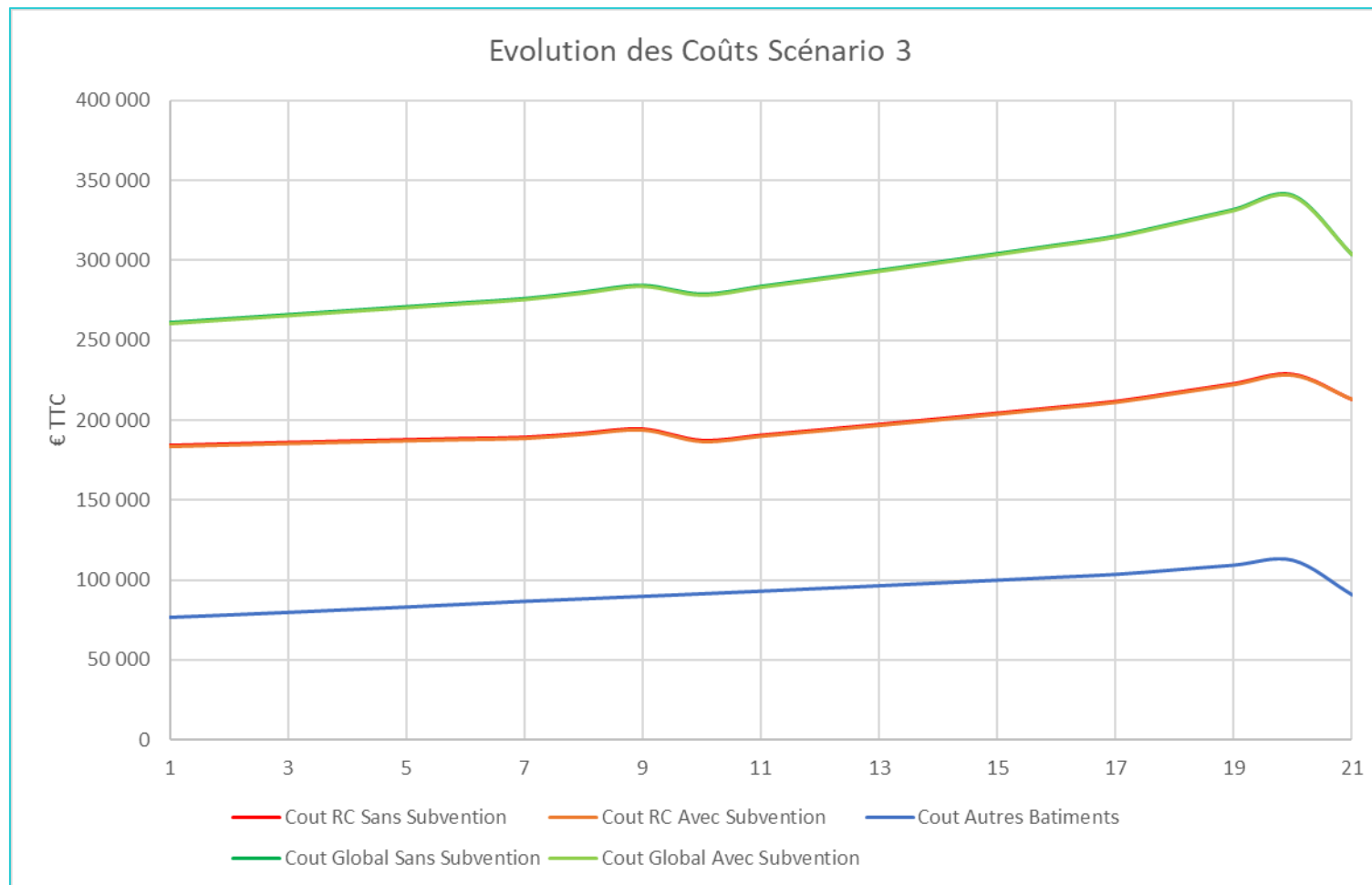


FIGURE 28 : EVOLUTION DES ANNUITES DE LA FACTURE ENERGETIQUE SUR 30 ANS (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION)

Une première diminution de la facture énergétique a lieu dans 10 ans, suite à la fin du remboursement du prêt en cours. La seconde a lieu dans 20 ans, une fois le prêt remboursé pour les investissements pour mettre en place ce scénario.

8.5.5. Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse – Avec densification et extension

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture énergétique annuelle sur une période de 30 années pour l'ensemble des bâtiments pour le scénario :

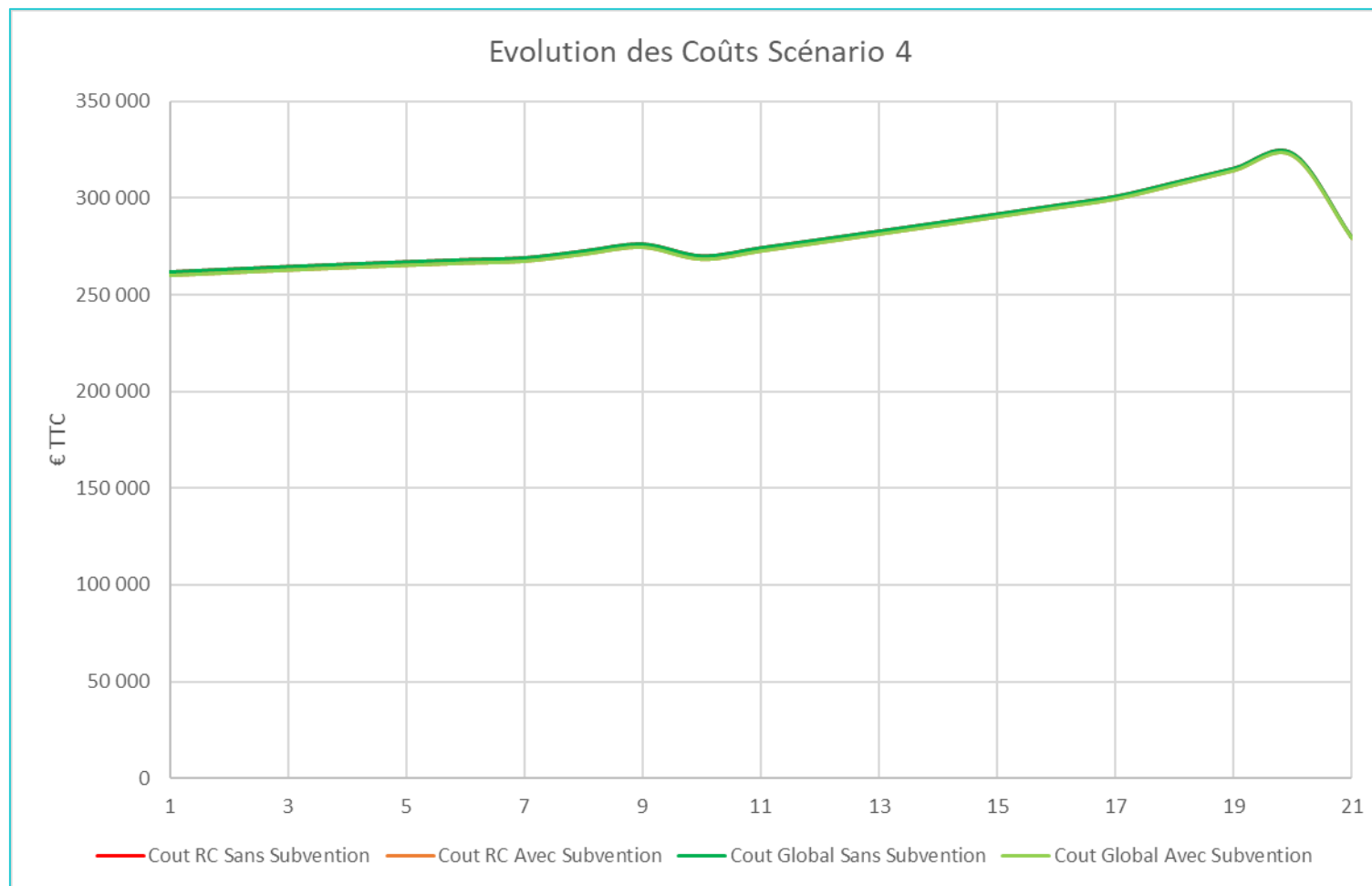


FIGURE 29 : EVOLUTION DES ANNUITES DE LA FACTURE ENERGETIQUE SUR 30 ANS (SCENARIO BIOMASSE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Une première diminution de la facture énergétique a lieu dans 10 ans, suite à la fin du remboursement du prêt en cours. La seconde a lieu dans 20 ans, une fois le prêt remboursé pour les investissements pour mettre en place ce scénario.

8.5.6. Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture énergétique annuelle sur une période de 30 années pour l'ensemble des bâtiments pour le scénario :

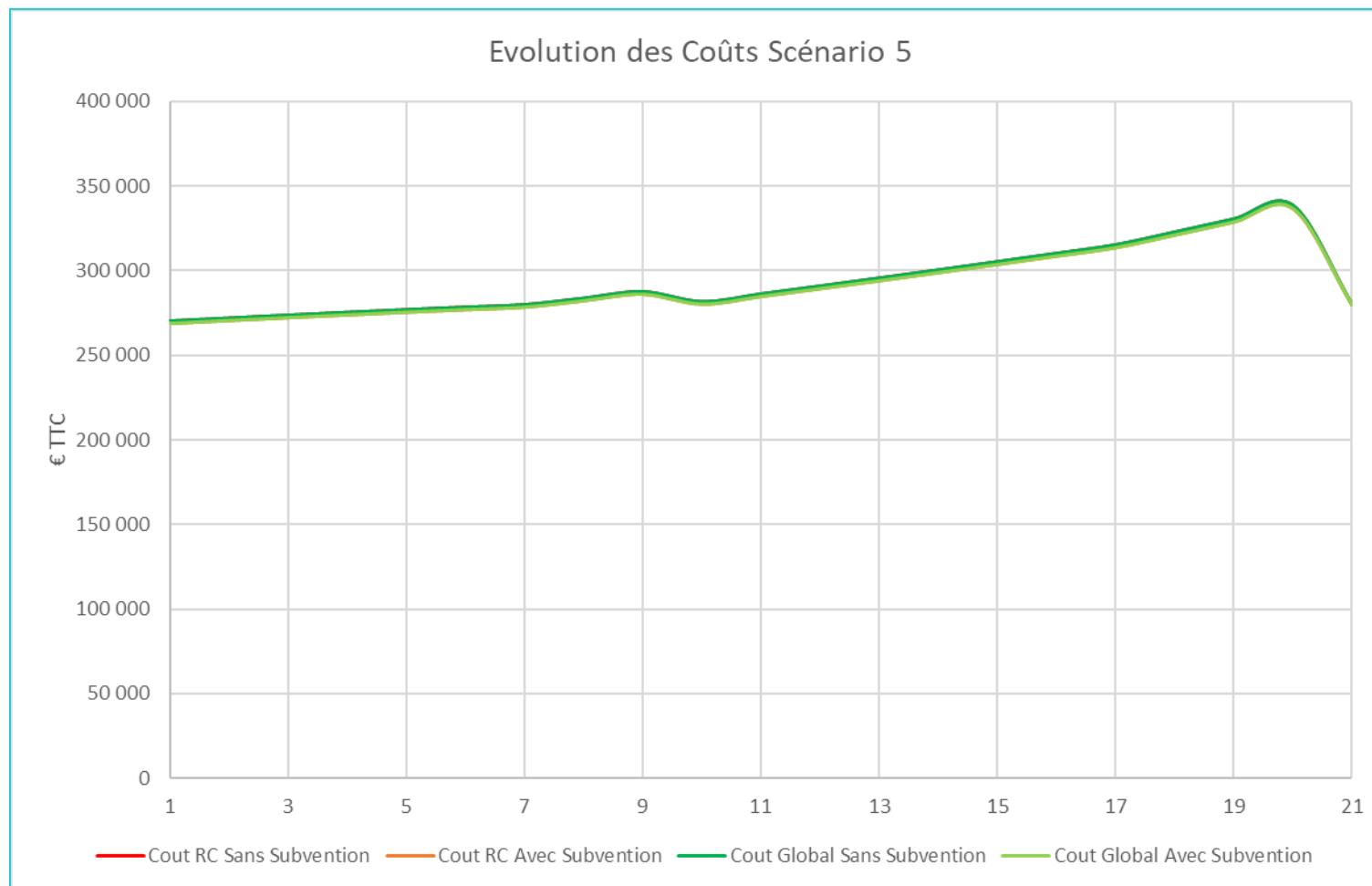


FIGURE 30 : EVOLUTION DES ANNUITES DE LA FACTURE ENERGETIQUE SUR 30 ANS (SCENARIO BIOMASSE ET CONDENSEUR – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Une première diminution de la facture énergétique a lieu dans 10 ans, suite à la fin du remboursement du prêt en cours. La seconde a lieu dans 20 ans, une fois le prêt remboursé pour les investissements pour mettre en place ce scénario.

8.5.7. Evolution des annuités globales - Scénario Biomasse et solaire – Avec densification et extension

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture énergétique annuelle sur une période de 30 années pour l'ensemble des bâtiments pour le scénario :

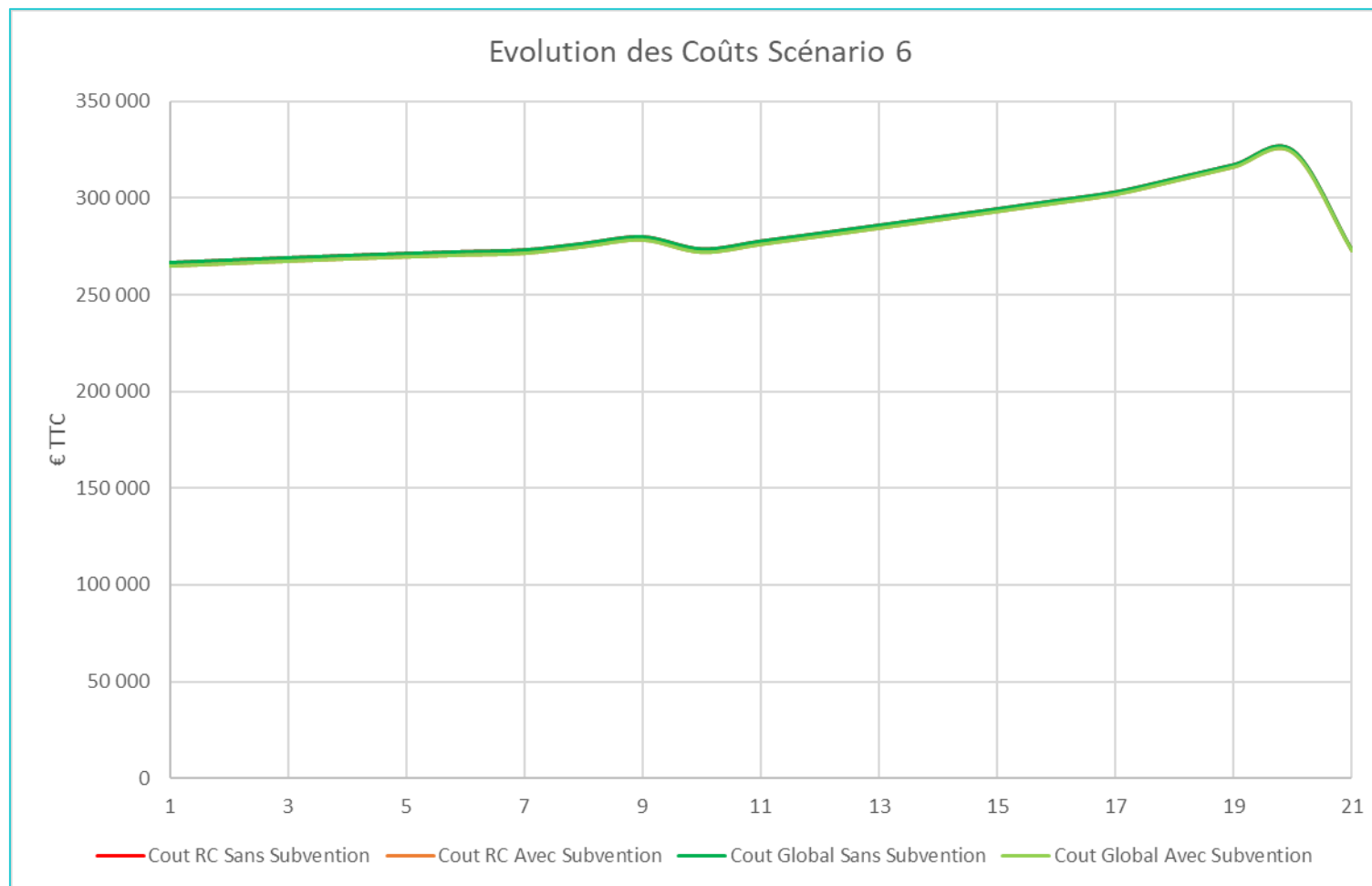


FIGURE 31 : EVOLUTION DES ANNUITES DE LA FACTURE ENERGETIQUE SUR 30 ANS (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

Une première diminution de la facture énergétique a lieu dans 10 ans, suite à la fin du remboursement du prêt en cours. La seconde a lieu dans 20 ans, une fois le prêt remboursé pour les investissements pour mettre en place ce scénario.

8.5.8. Evolution des annuités globales - Comparaison

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de la facture énergétique annuelle sur une période de 30 années pour l'ensemble des bâtiments pour le scénario :

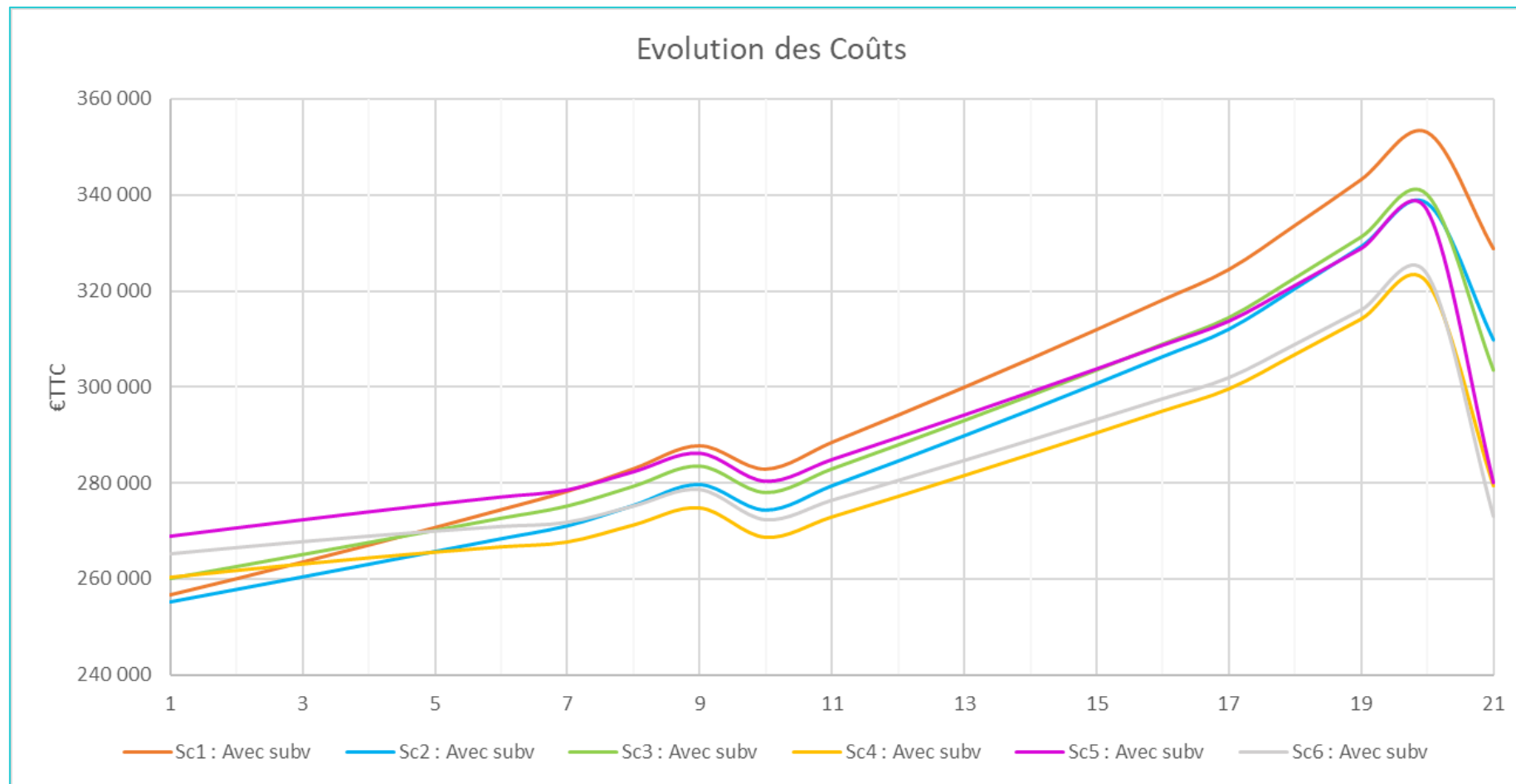


FIGURE 32 : EVOLUTION DES ANNUITES DE LA FACTURE ENERGETIQUE SUR 30 ANS (SCENARIO BIOMASSE ET SOLAIRE – AVEC DENSIFICATION ET EXTENSION)

9. Bilan environnemental

9.1. Cycle du carbone

L'illustration ci-contre présente le cycle du carbone contenu dans le combustible bois. Le bois fait partie de la biomasse, lorsqu'il est utilisé comme combustible dans une chaufferie, le cycle du carbone est considéré comme neutre par rapport aux émissions de gaz à effet de serre. En effet, la croissance annuelle des surfaces boisées est considérée comme supérieure à la consommation de bois.

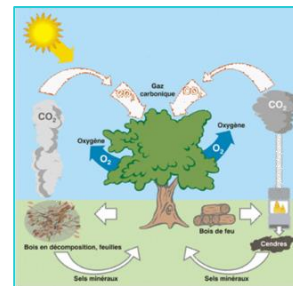


FIGURE 33 : CYCLE DU CARBONE

9.2. Substitution d'émissions de GES

Les émissions de CO2 des différents scénarios sont les suivantes :

Scénario	Emissions CO2 (Tonne CO2/an)
Biomasse – Sans extension	328
Biomasse – Avec densification	297
Biomasse et solaire – Avec densification	287
Biomasse – Avec densification et extension	224
Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	168
Biomasse et solaire – Avec densification et extension	215

Le tableau ci-dessous donne les quantités de GES* substituées par an en cas de raccordement au réseau de chaleur :

Scénario	Emissions substituées** (Tonne CO2/an)	Equivalent Voiture***
Biomasse – Sans extension	0	0
Biomasse – Avec densification	31	10
Biomasse et solaire – Avec densification	41	14
Biomasse – Avec densification et extension	104	35
Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	159	53
Biomasse et solaire – Avec densification et extension	113	38

* GES : Gaz à Effet de Serre.

** Les émissions substituées sont calculées en prenant en compte les émissions de la solution de référence tout en y soustrayant les émissions de l'appoint gaz du réseau de chaleur.

*** Nombre de voitures parcourant 15 000 km par an à raison de 200 grammes de CO2/km.

9.3. Coût de la substitution

Le coût de la substitution d'émissions permet également d'évaluer l'intérêt du projet. L'énergie substituée exprimée en tonnes d'équivalent pétrole dans le tableau ci-dessous, correspond à l'écart de consommations d'énergies fossiles entre chaque scénario et la solution de référence :

Scénario	Invest. (€ HT) Hors subv.	Energie substituée (Tep/an)	Coût (€ HT/tep)
Biomasse – Sans extension	0	0	0
Biomasse – Avec densification	203 500	20	10 090
Biomasse et solaire – Avec densification	319 000	20	15 818
Biomasse – Avec densification et extension	764 100	73	10 435
Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	981 400	73	13 402
Biomasse et solaire – Avec densification et extension	879 600	73	12 012

10. Les sous-stations

La création des sous-stations nécessite la prise en compte de plusieurs paramètres et notamment l'usage du bâtiment alimenté et les températures nécessaires. Deux types de sous-stations seront mise en place :

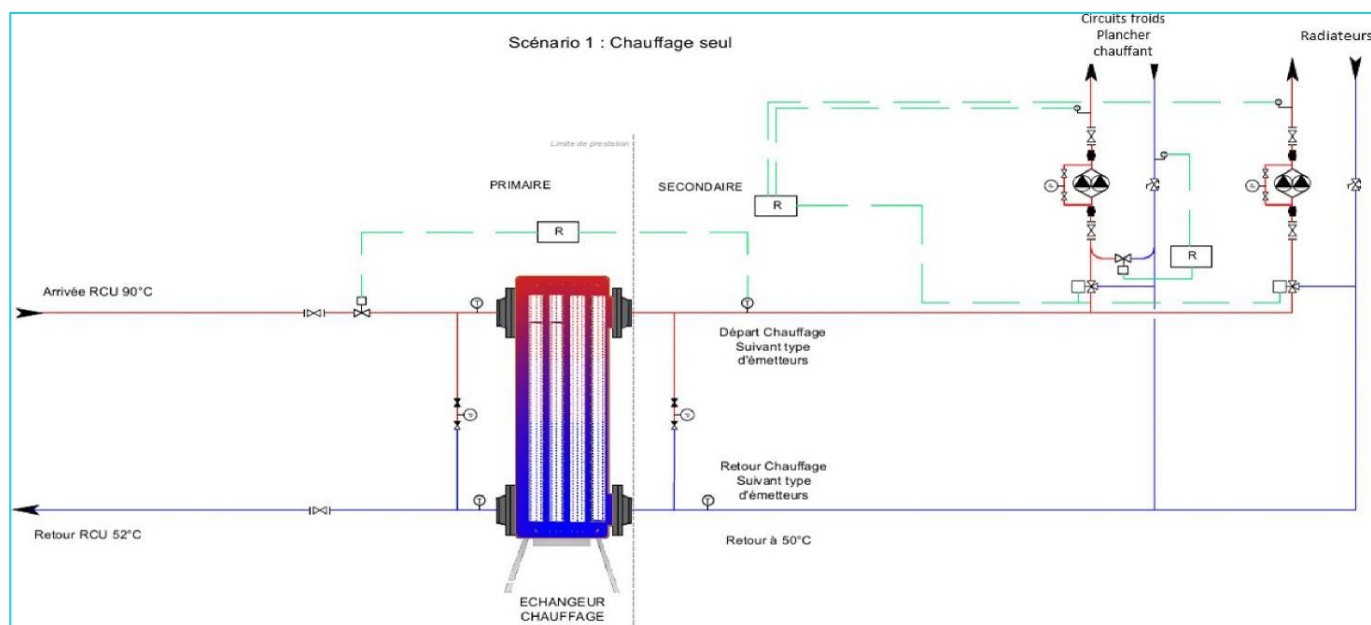
- ▶ Sous-station pour un bâtiment avec des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire,
- ▶ Sous-station pour un bâtiment avec des besoins en chauffage uniquement.

De plus, la température retour du réseau de chaleur est un facteur important et varie suivant le type de production d'énergie (chaufferie centrale) :

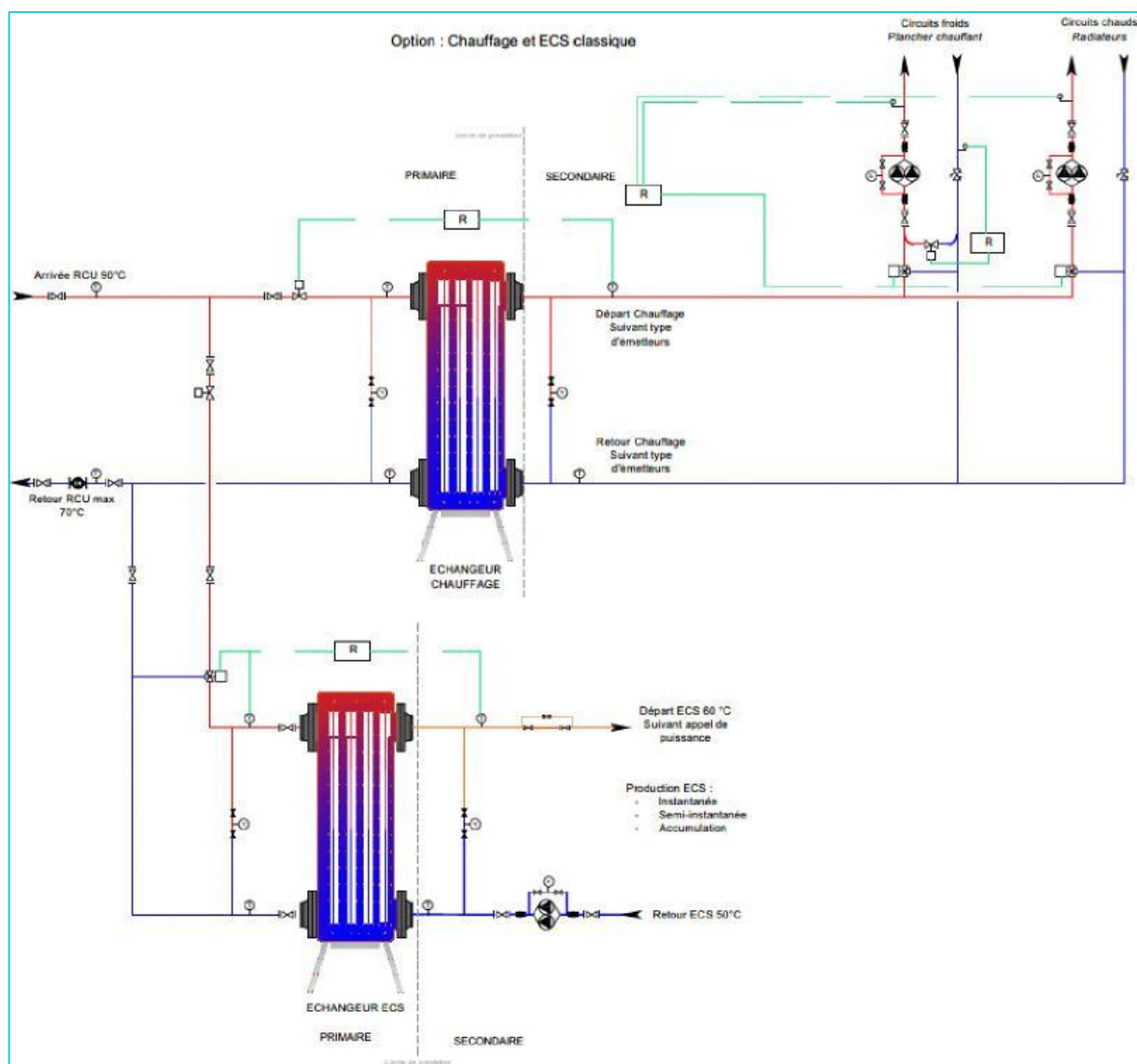
- ▶ Dans le cas d'une chaufferie biomasse : la température retour doit être de l'ordre de 70°C afin de permettre un fonctionnement optimal de la chaudière bois,

Les schémas suivants s'inscrivent dans cette démarche :

Cas d'une sous-station pour chauffage seul du bâtiment



Cas d'une sous-station chauffage et ECS



11. Comparaison avec les réseaux de chaleur français

D'après l'étude de l'AMORCE Edition 2023 sur les réseaux de chaleur en France, le prix de vente moyen du MWh est de :

Prix moyen réseau de chaleur en France	€ HT/MWh	€ TTC/MWh
Prix moyen réseau de chaleur en France	80,0	85,1
Prix moyen en Pays de la Loire	68,7	73,1

Le graphique ci-dessous représente l'évolution du prix de vente du MWh des réseaux de chaleur français depuis 2011. Il intègre l'ensemble des types de réseau et énergies utilisées pour produire du chauffage et de l'eau chaude sanitaire. Le coût du MWh comprend :

- Le poste R1 : la fourniture de chaleur suivant la consommation de l'abonné,
- Le poste R2.1 : coût de l'électricité et de l'eau pour le fonctionnement des installations,
- Le poste R2.2 : l'exploitation et le petit entretien,
- Le poste R2.3 : la maintenance et le renouvellement,
- Le poste R2.4 : le financement des installations,
- Le poste R2.5 : les aides financières.

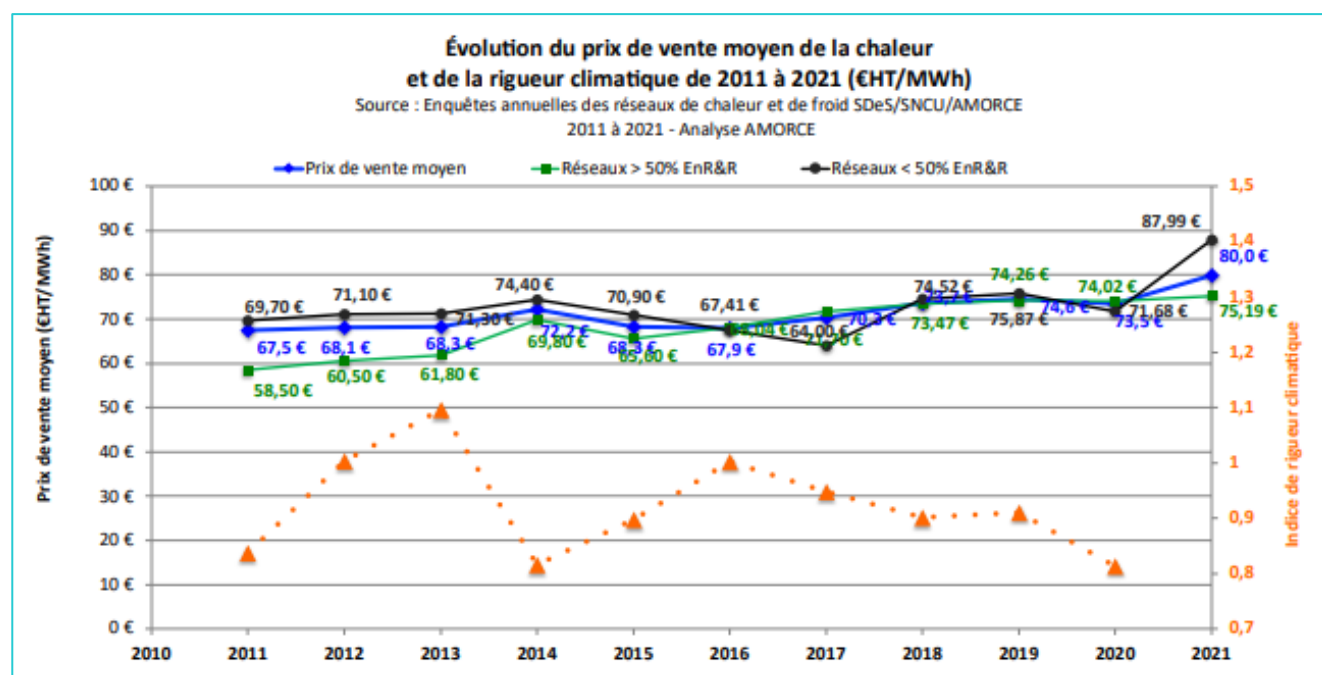


FIGURE 34 : EVOLUTION DU PRIX DE VENTE DU MWh DES RESEAUX FRANÇAIS ENTRE 2011 ET 2021 - SOURCE : AMORCE

La variation du prix du gaz explique en partie le prix élevé du MWh sur la part R1, notamment depuis la hausse de 2017. De plus, l'évolution de la TICGN tend à croître dans les années à venir.

Le graphique suivant représente le nombre de réseaux de chaleur en fonction des prix de vente du MWh. Il existe une classification des réseau (valeurs seuil sur le graphique) :

- Classe I : moins de 59,6 €TTC/MWh (prix inférieur d'au moins 30% du prix moyen)
- Classe II : de 59,6 à 76,6 €TTC/MWh (10 à 30% inférieur au prix moyen)
- Classe III : de 76,6 à 93,7 €TTC/MWh (écart au prix moyen de +/- 10% maximum)
- Classe IV : de 93,7 à 110,7 €TTC/MWh (10 à 30% supérieur au prix moyen)
- Classe V : plus de 110,7 €TTC/MWh (plus de 30% supérieur au prix moyen)

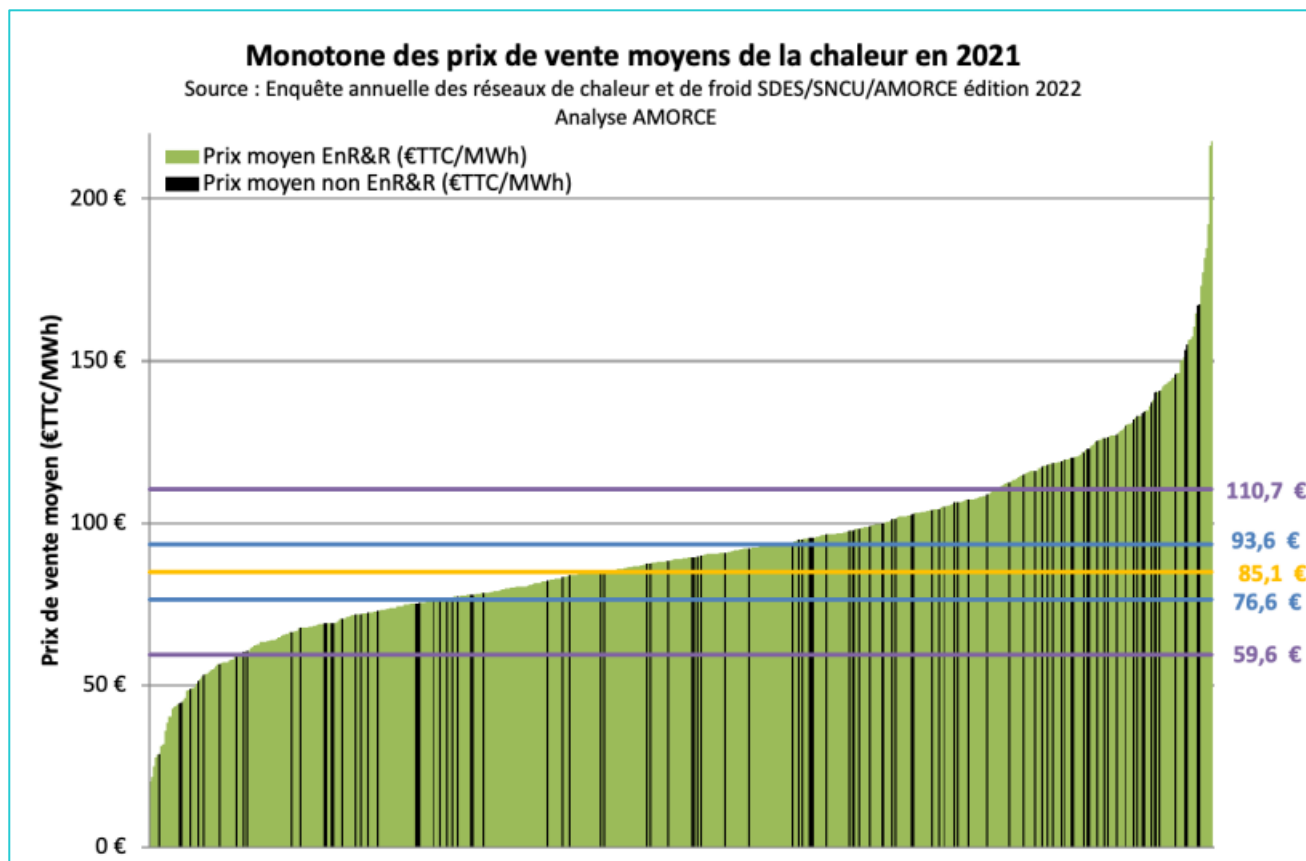


FIGURE 35 : MONOTONE DES PRIX DE VENTE MOYENS DE LA CHALEUR EN 2021

On note que la classe V, qui représente les prix les plus élevés, regroupe un nombre important de réseaux (131 en 2021) mais une très faible part des livraisons de chaleur. Ceci nous permet d'en déduire que les réseaux les plus chers sont en moyenne des réseaux de plus petite taille, pour la plupart situés en milieu rural, en concurrence avec le fioul et qui sont souvent compétitifs malgré un prix de vente de la chaleur plus élevé.

Scénario	€ HT/MWh
Biomasse – Sans extension	105.02
Biomasse – Avec densification	109.75
Biomasse et solaire – Avec densification	112.74
Biomasse – Avec densification et extension	120.71
Biomasse et condenseur – Avec densification et extension	124.74
Biomasse et solaire – Avec densification et extension	122.98

Les prix moyens estimés pour les scénarios retenus sont nettement plus élevés que la moyenne française. Cela est dû principalement à la taille du réseau qui reste petit en comparaison à d'autres réseaux de chaleur.

12. Analyse Juridique

Les collectivités territoriales et leurs groupements disposent de la liberté du choix du mode de gestion pour exploiter leurs services publics. Celle-ci découle du principe constitutionnel de libre administration des collectivités territoriales. Les collectivités territoriales peuvent alors décider de gérer directement le service (régie internalisée ou externalisée selon la décision de passer ou non un marché d'exploitation) ou d'en confier la gestion à un tiers par le biais d'une concession ou délégation de service public. Cette délégation peut inclure soit l'investissement initial (gros travaux de construction) et l'exploitation totale du réseau de chaleur (on parle alors de concession) soit l'exploitation et la maintenance (gestion du service sans avoir investi dans la construction, on parle alors d'affermage).

12.1. Définition juridique d'un réseau de chaleur

La notion de « Réseau de chaleur » n'a pas de définition juridique précise mais est caractérisée par éléments suivants : « le propriétaire de la chaufferie (ou l'entreprise qui est chargée de ce service) vend de la chaleur à plusieurs clients dont l'un, au moins, n'est pas le propriétaire de l'installation, par l'intermédiaire d'une canalisation de transport de chaleur empruntant, au moins partiellement, le domaine public ».

12.2. Les modes de gestion du réseau de chaleur public

12.2.1. La gestion directe – En régie

Dans le système de la gestion directe, l'autorité organisatrice prend directement en charge le service et en assume pleinement le risque. Elle prend également en charge la totalité des coûts, tant d'investissement, que d'exploitation et contrôle totalement le service. L'autorité organisatrice peut passer des marchés publics afin d'exploiter le service, faire les travaux, la conception...

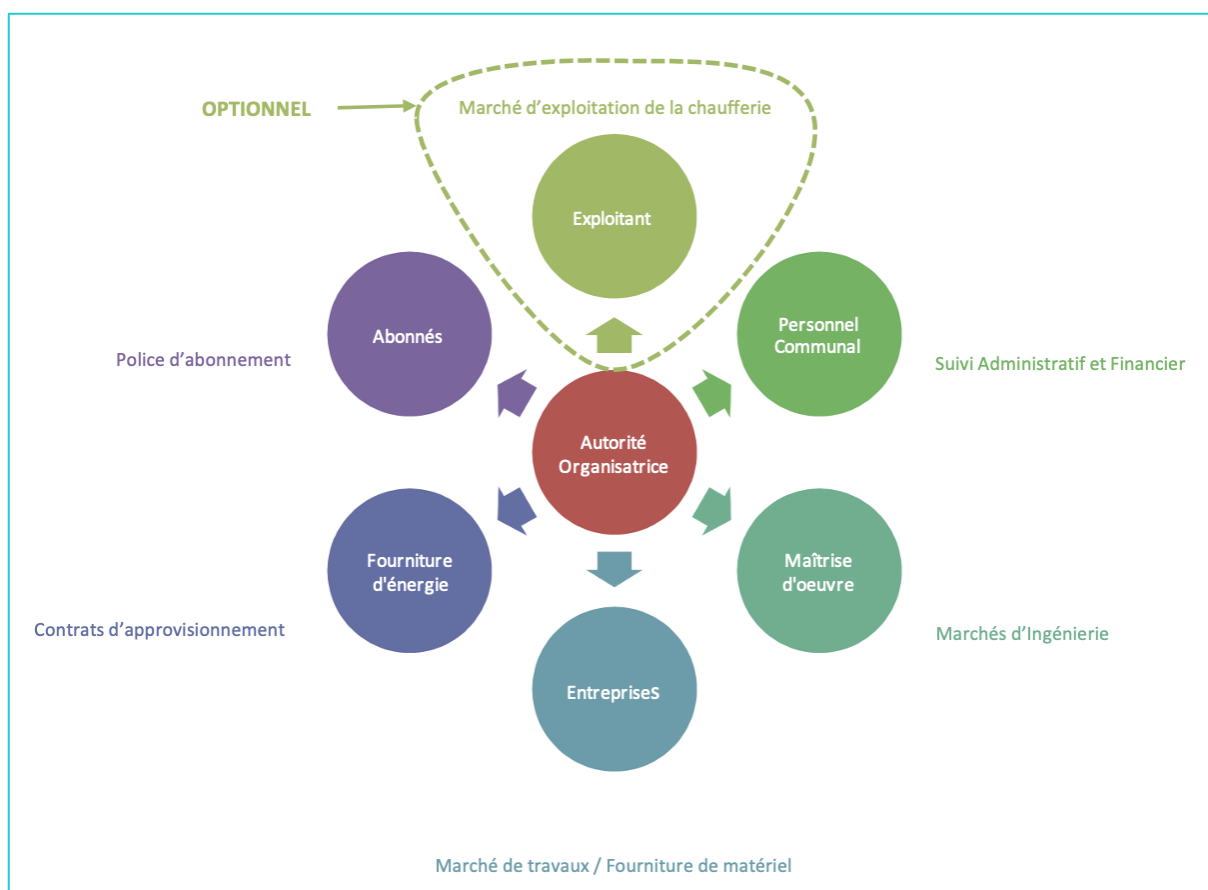


FIGURE 36 : SCHEMA DE MONTAGE EN GESTION DIRECTE AVEC INTEGRATION D'UN PRESTATAIRE D'EXPLOITATION (OPTIONNEL)

Dans l'organisation d'une gestion directe, l'autorité organisatrice doit disposer, en interne, des compétences nécessaires :

- ▶ A la réalisation des investissements : création des chaufferies et réseau de distribution et de livraison de chaleur...
- ▶ A l'exploitation du service, au niveau technique, commercial, financier...

- ▶ L'autorité organisatrice doit également créer une organisation ad hoc pour gérer l'exploitation du service et notamment toute la facturation (et les impayés).

Enfin, l'autorité organisatrice doit disposer de locaux pour l'administration, mais également pour le stockage de matériel.

Au niveau du montage financier d'une gestion publique, l'autorité organisatrice doit créer un budget annexe, financer les travaux (emprunt) et assumer toute l'exploitation du service.

Avantages :

- ▶ Le TRI peut être « abaissé » (la collectivité emprunte théoriquement moins cher – à nuancer compte tenu des difficultés actuelles d'accès au crédit) mais il doit quand même intégrer un risque minimal.
- ▶ La gestion du réseau suivant le montage de régie :
 - ▶ Régie directe ou régie simple : la collectivité exploite directement le service avec le personnel municipal et prend toutes les décisions afférentes au service public.
 - ▶ Régie autonome : Elle est dotée de l'autonomie de gestion avec ses propres organes de gestion et son budget annexe, rattaché au budget de l'autorité organisatrice. La Régie autonome ne possède pas de personnalité juridique propre.
 - ▶ Régie personnalisée : Elle est dotée de l'autonomie financière et de la personnalité morale. Ses organes de gestion, son budget et sa comptabilité sont indépendants de l'autorité organisatrice. Son autonomie de gestion est plus importante : le directeur de la Régie est l'ordonnateur, le Conseil d'Administration et son Directeur prennent les décisions de gestion. La Régie personnalisée constitue un Etablissement Public Industriel et Commercial (EPIC). Elle peut également posséder un patrimoine propre.

Inconvénients :

- ▶ L'autorité organisatrice prend TOUS les risques financiers : elle supporte les surcoûts liés par exemple à une sous-estimation des investissements, à un rallongement des délais de mise en service, à une dérive éventuelle des charges d'exploitation,
- ▶ Création d'un service de gestion et d'exploitation possédant les compétences techniques et moyens financiers nécessaires,
- ▶ Par conséquent, le niveau de participation publique et/ou les tarifs de ventes qui ont été prévus au départ, n'ont rien de garanti.

Le réseau de chaleur est actuellement exploité en Régie.

12.2.2. L'affermage

Dans le cadre de l'affermage, l'autorité délégante réalise tous les investissements et la conception des ouvrages de premier établissement. Elle en confie l'exploitation à un « fermier ». Cette exploitation se fait aux risques et périls dudit fermier. Ainsi, sa rémunération doit être substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service public délégué.

Le fermier dispose d'une réelle autonomie dans la prise en charge de l'activité de service public qui lui est confiée et verse une redevance importante pour la mise à disposition des ouvrages. Le fermier se rémunère par la perception de redevances sur les usagers.

Le fermier exploite le service délégué et réalise les seuls travaux de gros entretien et renouvellement auxquels s'ajoutent, pour les services publics en réseaux, les travaux de raccordement de nouveaux usagers et, dans certaines limites, les travaux d'extension de ces réseaux.

En fin de contrat, les ouvrages indispensables au service constituent des biens de retour et reviennent à l'autorité délégante par principe gratuitement.

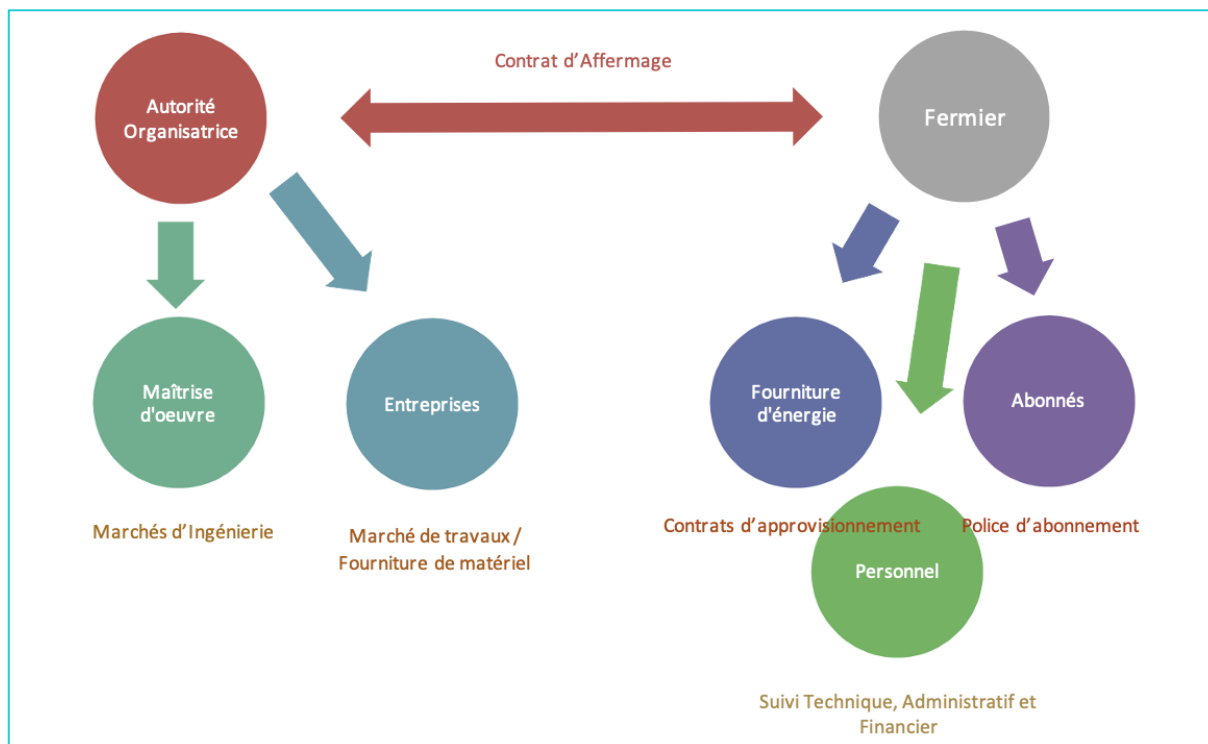


FIGURE 37 : SCHEMA DE MONTAGE EN GESTION DELEGUEE DE TYPE AFFERMAGE

Pour le montage organisationnel d'un affermage :

- ▶ L'autorité organisatrice est le maître d'ouvrage : elle doit disposer en interne des compétences nécessaires à la réalisation des investissements ou bien externaliser via un marché public.
- ▶ L'exploitation est totalement prise en charge par le délégataire.
- ▶ L'autorité organisatrice doit également disposer des moyens (compétences) pour concevoir et pour négocier le contrat, puis d'en suivre et d'en contrôler son exécution.

Le montage financier d'un affermage induit que :

- ▶ L'autorité organisatrice finance les travaux (emprunt), mais délègue l'exploitation.
- ▶ L'autorité organisatrice répercute l'annuité d'emprunt sur le fermier (dispositif classique de « surtaxe » ou redevance), qui à son tour la répercute dans les tarifs facturés aux usagers du service.

Avantages financiers :

- ▶ L'autorité organisatrice emprunte théoriquement moins cher qu'un privé, mais ce point est à nuancer compte tenu des difficultés actuelles d'accès au crédit.

Inconvénients financiers :

- ▶ La durée de réalisation des travaux qui est potentiellement plus longue que celle prévue initialement. Ce qui, en repoussant le début de rentabilisation, renchérit l'opération.
- ▶ L'autorité organisatrice supporte plusieurs risques :
 - ▶ En phase investissement : surcoûts, retards.
 - ▶ En phase d'exploitation, risque de non-paiement de sa « surtaxe » par le délégataire
→ Répercussion sur l'autorité organisatrice du risque de demande et/ou moyen de pression pour obtenir une renégociation du contrat.
Par conséquent, la participation publique et/ou les tarifs de vente définis au départ ne peuvent pas être garantis a priori.
- ▶ Les coûts de suivi de l'opération.

12.2.3. La concession

Dans le cadre d'une concession, l'autorité délégante confie l'intégralité du service public (travaux, financement, exploitation...) aux risques et périls du concessionnaire. Sa rémunération doit être substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service public délégué.

Le concessionnaire dispose d'une réelle autonomie dans la prise en charge de l'activité de service public qui lui est confiée. Il a également en charge la réalisation, le financement et l'exploitation des installations qui sont le support de ce service, en contrepartie de la perception de redevances sur les usagers. Toutefois, les tarifs de vente aux usagers peuvent être encadrés par le contrat. Le concessionnaire peut être redevable de certaines redevances auprès de l'autorité organisatrice (redevance d'occupation, redevance pour frais de contrôle).

En fin de contrat, les ouvrages indispensables au service constituent des biens de retour et reviennent à l'autorité délégante par principe gratuitement.

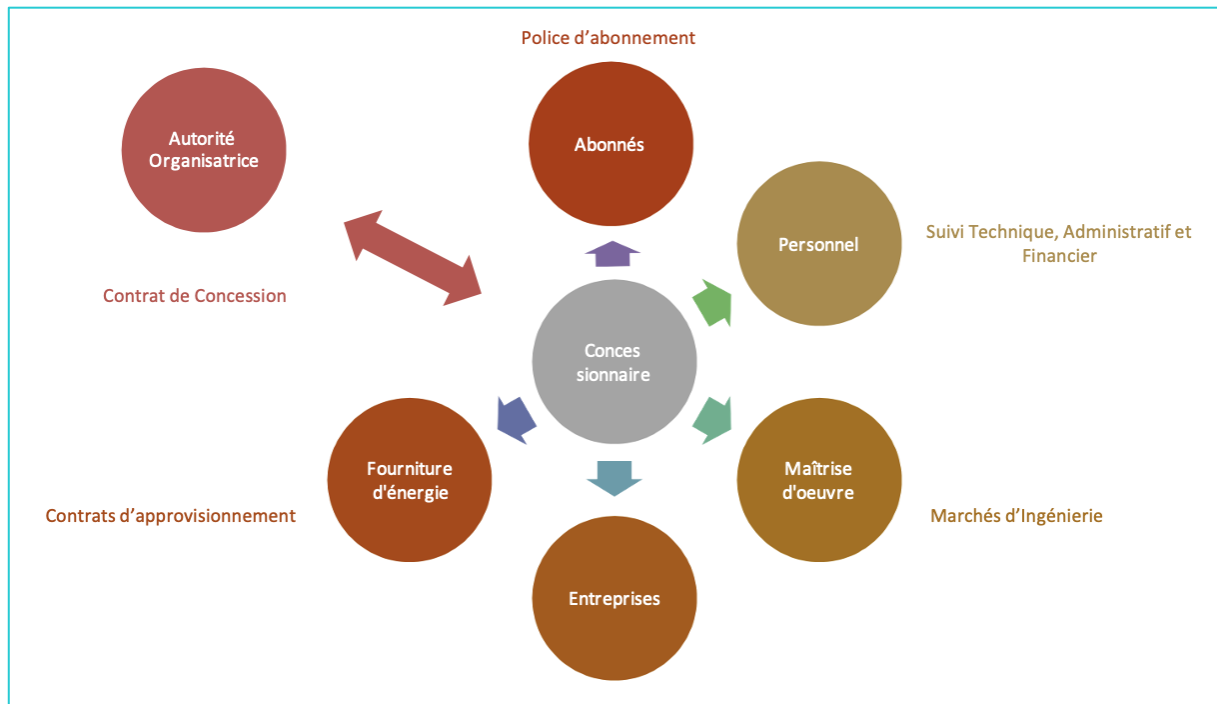


FIGURE 38 : SCHEMA DE MONTAGE EN GESTION DELEGUEE DE TYPE CONCESSION

Dans le montage organisationnel d'une concession, l'autorité organisatrice doit disposer des moyens (compétences) de concevoir et de négocier le contrat puis d'en suivre et d'en contrôler l'exécution.

Pour le montage financier d'une concession de travaux publics :

- L'autorité organisatrice délègue l'intégralité du service : travaux, financement, exploitation, aux « risques et périls » du concessionnaire.
- Le principe d'exploitation est le même qu'en affermage, le délégataire devant, en outre, réaliser les investissements de premier établissement.

Avantages financiers :

L'autorité organisatrice court un risque a priori minimal, ce qui signifie que les paramètres initiaux (le niveau des tarifs, ou des subventions publiques) sont mieux « garantis ».

Mais attention : en pratique « concession » ne signifie pas « transfert intégral du risque » :

- Multiples moyens de retour du risque vers l'autorité organisatrice : clauses de « revoyure » en cas d'aléas, non-paiement de sommes dues à l'autorité organisatrice (pénalités, redevances pour frais de contrôle, ...), intervention financière de l'autorité organisatrice en cas de dérapage de certains paramètres, ...
- Volet essentiel de la négociation du contrat.

Minimisation (mais pas neutralisation) des coûts de suivi du service.

Bien de retour en fin de contrat.

Inconvénients financiers :

- Frais de gestion dû à la présence d'un délégataire,
- Le principal inconvénient financier d'une concession est le fait que le TRI soit plus élevé que dans les autres modes de gestion, mais il peut être à moduler selon la répartition effective des risques (contrat) et les taux de financement proposés.

Du fait des investissements déjà réalisé, la concession n'est pas le mode de gestion le plus pertinent.

12.3. Synthèse des modes de gestion

Le tableau ci-dessous reprend les avantages et inconvénients principaux de chaque mode de gestion de réseau de chaleur décrits précédemment :

Modes de Gestion	Montage financier	Avantages financiers	Inconvénients financiers
Gestion directe	Création d'un budget annexe. L'autorité organisatrice finance les travaux (emprunt) et assume l'exploitation du service	Le Temps de retour sur investissement peut être « abaissé » car l'autorité organisatrice emprunte théoriquement moins cher qu'un privé mais à nuancer compte-tenu des difficultés actuelles d'accès au crédit	L'autorité organisatrice prend tous les risques financiers, conception, exploitation. Le niveau de participation publique et les tarifs de vente prévus initialement n'ont rien de garanti
Affermage	L'autorité organisatrice finance les travaux (emprunt) et délègue l'exploitation du service Elle répercute l'annuité d'emprunt sur le fermier qui à son tour la répercute dans les tarifs facturés aux usagers du service	L'autorité organisatrice emprunte théoriquement moins cher qu'un privé mais à nuancer compte-tenu des difficultés actuelles d'accès au crédit	Une durée de réalisation des travaux potentiellement plus longue renchérit l'opération. L'autorité organisatrice supporte plusieurs risques (en phase investissement) La participation publique et/ou les tarifs ne peuvent être garantis à priori Coûts de suivi
Concession	L'autorité organisatrice délègue l'intégralité du service Le principe d'exploitation est le même qu'en affermage, le délégataire devant en outre, réaliser les investissements de premier établissement	L'autorité organisatrice court un risque a priori minimal, ce qui signifie que les paramètres initiaux sont mieux garantis Attention concession ne signifie pas « transfert intégral du risque » Minimisation (mais pas neutralisation) des coûts de suivi du service	Temps de retour sur investissement plus élevé mais à moduler selon la répartition effective des risques (contrat) et les taux d'investissement proposés

13. Plan d'action à venir

Afin de développer ce projet de développement du réseau de chaleur, les étapes suivantes sont :

- ▶ Choix des scénarios de production d'énergie pour le réseau de chaleur : type d'énergie, extension du réseau ...
- ▶ Définir les deadlines du projet,
- ▶ Etablir les modalités de gestion et d'exploitation du réseau : montage juridique, limite de coûts de vente de la chaleur aux abonnés...
- ▶ Rédiger un dossier de consultation dans ce sens,
- ▶ Lancer un appel à candidature pour la réalisation du projet,
- ▶ Analyser les offres et sélectionner le candidat retenu sur la base des critères définis au préalable,
- ▶ Lancer et suivre le développement du réseau de chaleur urbain

14. Conclusion

Pour conclure sur cette étude de faisabilité, plusieurs critères sont à prendre en compte dans le développement d'un réseau de chaleur urbain :

- ▶ Les aspects énergétiques : choix de la production de chaleur centrale, type d'énergie...
- ▶ Les aspects environnementaux : taux de couverture ENR, émissions de CO2 engendrées
- ▶ Les aspects financiers : investissement, coût de vente du MWh résultant, montage financier
- ▶ Les aspects juridiques : type de montage de gestion du réseau de chaleur

Ces différents critères ont été étudiés et il en résulte que les scénarios les plus avantageux sont ceux qui viennent raccorder un maximum de bâtiments pour compenser la baisse des consommations.

Table des illustrations

Figure 1 : Chaufferie alimentant le réseau de chaleur	6
Figure 2 : Plan du réseau de chaleur	6
Figure 3 : Densification	7
Figure 4 : Extension Nord	8
Figure 5 : Classement des chaufferies ICPE	9
Figure 6 : Profil de température	10
Figure 7 : Courbe chronologique d'appels de puissance (Scénario Biomasse – Sans extension)	11
Figure 8 : Courbe monotone d'appels de puissance (scenario Biomasse – Sans extension).....	12
Figure 9 : Courbe chronologique d'appels de puissance (Scénario Biomasse – Avec densification)	13
Figure 10 : Courbe monotone d'appels de puissance (scenario Biomasse – Avec densification)	14
Figure 11 : Courbe chronologique d'appels de puissance (Scénario Biomasse et solaire – Avec densification)	15
Figure 12 : Courbe monotone d'appels de puissance (scenario Biomasse et solaire – Avec densification)	16
Figure 13 : Courbe chronologique d'appels de puissance (Scénario Biomasse – Avec densification et extension)	17
Figure 14 : Courbe monotone d'appels de puissance (scenario Biomasse – Avec densification et extension).....	18
Figure 15 : Courbe chronologique d'appels de puissance (Scénario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension)	19
Figure 16 : Courbe monotone d'appels de puissance (scenario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension)	20
Figure 17 : Courbe chronologique d'appels de puissance (Scénario Biomasse et solaire – Avec densification et extension)	21
Figure 18 : Courbe monotone d'appels de puissance (scenario Biomasse et solaire – Avec densification et extension)	22
Figure 19 : Répartition mensuelle des consommations (Scenario Biomasse – Sans extension).....	24
Figure 20 : Répartition mensuelle des consommations (Scenario Biomasse – Avec densification)	25
Figure 21 : Répartition mensuelle des consommations (Scenario Biomasse et solaire – Avec densification)	27
Figure 22 : Répartition mensuelle des consommations (Scenario Biomasse – Avec densification et extension).....	28
Figure 23 : Répartition mensuelle des consommations (Scenario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension)	30
Figure 24 : Répartition mensuelle des consommations (Scenario Biomasse et solaire – Avec densification et extension)	31
Figure 25 : Répartition de la facture énergétique (année 1)	37
Figure 26 : Evolution des annuités de la facture énergétique sur 30 ans (scenario Biomasse – Sans extension) ...	38
Figure 27 : Evolution des annuités de la facture énergétique sur 30 ans (scenario Biomasse – Avec densification)	39
Figure 28 : Evolution des annuités de la facture énergétique sur 30 ans (scenario Biomasse et solaire – Avec densification)	40
Figure 29 : Evolution des annuités de la facture énergétique sur 30 ans (scenario Biomasse – Avec densification et extension)	41
Figure 30 : Evolution des annuités de la facture énergétique sur 30 ans (scenario Biomasse et condenseur – Avec densification et extension)	42
Figure 31 : Evolution des annuités de la facture énergétique sur 30 ans (scenario Biomasse et solaire – Avec densification et extension)	43
Figure 32 : Evolution des annuités de la facture énergétique sur 30 ans (scenario Biomasse et solaire – Avec densification et extension)	44
Figure 33 : Cycle du carbone	45
Figure 34 : Evolution du prix de vente du MWh des réseaux français entre 2011 et 2021 - Source : AMORCE.....	48
Figure 35 : Monotone des prix de vente moyens de la chaleur en 2021	49
Figure 36 : Schéma de montage en gestion directe avec intégration d'un prestataire d'exploitation (optionnel)	50
Figure 37 : Schéma de montage en gestion déléguée de type Affermage	52
Figure 38 : Schéma de montage en gestion déléguée de type Concession	53