



Pôle Territoires

Réalisation du schéma directeur de distribution de
chaleur sur le territoire de la Ville de Dourdan

18/02/2025

Réalisation du schéma directeur de distribution de chaleur sur le territoire de la ville de Dourdan



Financé par



SOMMAIRE

1	PREAMBULE	5
1.1	CONTEXTE GENERAL	5
1.2	CONTEXTE LOCAL & SCHEMA DIRECTEUR	7
2	DIAGNOSTIC DU RESEAU EXISTANT	8
2.1	ASPECT CONTRACTUEL	8
2.1.1	Historique	8
2.1.2	Le Contrat	8
2.1.3	Analyse des principales dispositions du contrat	9
2.1.4	Synthèse contractuelle	10
2.2	DESCRIPTION DES INSTALLATIONS PRIMAIRES	10
2.2.1	Installations de production	11
2.2.2	Réseau de distribution	11
2.2.3	Les abonnés	12
2.3	INDICATEURS DE PERFORMANCE TECHNIQUES & ENERGETIQUES	14
2.3.1	Taux d'appel de puissance	14
2.3.2	Densité du réseau	14
2.3.3	Entretien et renouvellement des installations	15
2.3.4	Bouquet énergétique et taux d'EnR&R	16
2.3.5	Emissions de CO2	17
2.3.6	Développement du réseau	18
2.3.7	Disponibilité du service	18
2.3.8	Synthèse des indicateurs de performance	19
2.4	DIAGNOSTIC TECHNIQUE	21
2.4.1	Visites de la chaufferie et des sous-stations	21
2.4.2	Le réseau	23
2.4.3	Contrôles règlementaires	25
2.5	DIAGNOSTIC ECONOMIQUE	26
2.5.1	Structure tarifaire	26
2.5.2	Tarif pratiqué sur le réseau	32
2.5.3	Equilibre économique du réseau	39
2.6	SYNTHESE DE L'AUDIT	42
3	EVOLUTION DU RESEAU DE CHALEUR	44
3.1	EVOLUTIONS DU RESEAU ACTUEL	44
3.1.1	Questionnaire aux abonnés	44
3.1.2	Rigueur climatique	45
3.1.3	Projection des consommations en 2030	45
3.2	EXTENSION POTENTIELLE	46
3.2.1	Méthodologie de la prospection	46

3.2.2	Carte de chaleur	47
3.2.3	Besoins énergétiques recensés par catégorie.....	48
4	ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE	49
4.1	DEMARCHE ENR'CHOIX	49
4.2	INTERCONNEXION A UN RESEAU EXISTANT	49
4.3	RECUPERATION DE LA CHALEUR FATALE	50
4.3.1	Principe	50
4.3.2	Ressources disponibles.....	51
4.4	GEOOTHERMIE	52
4.4.1	Principe	52
4.4.2	Ressources disponibles.....	53
4.5	SOLAIRE THERMIQUE	55
4.5.1	Le niveau d'ensoleillement et l'impact sur la production de chaleur	55
4.6	BIOMASSE	56
4.7	SYNTHESE DES SOURCES DE CHALEUR.....	58
5	CONCEPTION DU RESEAU.....	59
5.1	LE RESEAU DE DISTRIBUTION	59
5.1.1	Tracé du réseau.....	59
5.1.2	Topographie du secteur.....	60
5.2	LES SOUS-STATIONS.....	60
5.2.1	Calcul des puissances appelées en sous-station.....	61
5.3	IMPLANTATION DES CHAUFFERIES	61
5.3.1	Terrains identifiés	61
5.3.2	Mise à disposition de chaufferies	62
6	PRESENTATION DES SCENARII	62
6.1	REFERENCE : RESEAU EXISTANT	63
6.1.1	Référence gaz.....	63
6.1.2	Référence EnR.....	65
6.2	SCENARIO 1 : RESEAU EXISTANT	67
6.3	SCENARIO 2 : DEVELOPPEMENT VERS L'EST	70
6.4	SCENARIO 3 : DEVELOPPEMENT VERS LE NORD-OUEST	72
6.5	SCENARIO 4 : DEVELOPPEMENT MAXIMAL.....	75
7	INDICATEURS DE PERFORMANCE	78
7.1	STNTHESE DES INDICATEURS ENERGETIQUES.....	78
7.2	PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE	79
8	PERFORMANCE ECONOMIQUE	80
8.1	MÉTHODE D'ANALYSE	80
8.2	COÛTS D'INVESTISSEMENT (CAPEX)	81
8.3	CHARGES D'EXPLOITATION (OPEX).....	83
8.3.1	Charges d'énergie P1	83
8.3.2	Charges d'exploitation et administratives P2	83

8.3.3	Travaux de Gros Entretien et Renouvellement P3	84
8.3.4	Synthèse des charges	85
8.4	FINANCEMENT	85
8.4.1	Aides à l'investissement – Financements externes.....	85
8.4.2	Droits de raccordement.....	87
8.4.3	Frais financiers P4	87
8.5	SYNTHESE ECONOMIQUE	88
8.5.1	Prix cible.....	88
8.5.2	Prix de la chaleur	88
9	SYNTHESE	90
10	CONCLUSION	91
11	ANNEXES	93

1 PREAMBULE

1.1 CONTEXTE GENERAL

Depuis le premier choc pétrolier jusqu'à la prise de conscience du risque climatique, l'engagement des pouvoirs publics dans la lutte contre le réchauffement climatique ainsi que la maîtrise des dépenses énergétiques n'ont cessé de croître. Le Grenelle de l'Environnement, en 2007, a particulièrement relancé le développement des réseaux de chaleur comme vecteur de mobilisation d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R).

En 2015, la **Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte** (LTECV) a été adoptée par l'Assemblée nationale. Cette loi vise à définir les principaux objectifs d'un nouveau modèle énergétique français en vue de lutter contre le réchauffement climatique et les émissions de gaz à effet de serre. Les principaux objectifs de cette loi sont notamment :

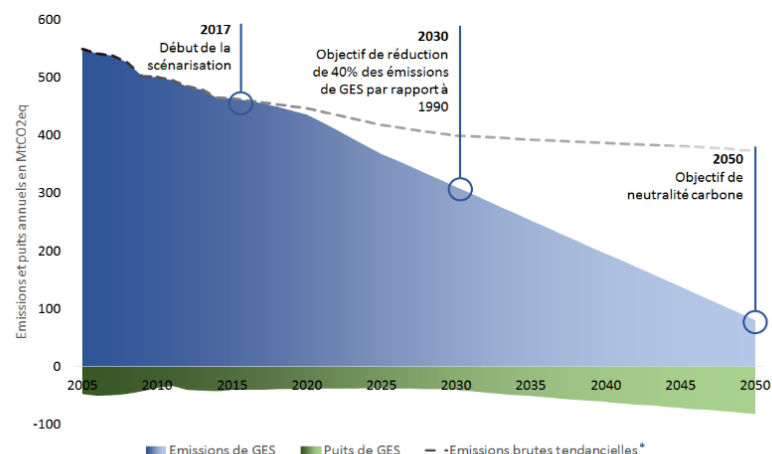
- Une diminution de 40 % des émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990
- Une diminution de 30 % de la consommation d'énergie fossiles en 2030 par rapport à 2012
- Une augmentation de la part des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) à 32 % de la consommation d'énergie finale en 2030
- Une réduction de la consommation d'énergie finale de 50% en 2050 par rapport à 2012
- Une diversification forte de la production d'électricité, avec pour objectif d'abaisser la part de production d'origine nucléaire à 50% (78% actuellement)

Stratégie Nationale Bas Carbone

La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) décrit la feuille de route de la France pour conduire la politique d'atténuation du changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre la transition vers une économie bas-carbone dans tous les secteurs d'activités. Elle définit des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la France à court/moyen terme – les budgets-carbone – et vise l'atteinte de la neutralité carbone, à l'horizon 2050.

La SNBC est juridiquement opposable pour le secteur public, principalement par un lien de prise en compte. En découle principalement que la SNBC ne peut être ignorée et que les écarts des documents de planification des collectivités ont vocation à être explicités et argumentés. La SNBC repose sur 3 piliers :

- Efforts très importants sur la rénovation énergétique des logements et construction de logements neufs très performants ;
- Amélioration du rendement des solutions de chauffage (via le choix de solutions performantes type pompes à chaleur) ;
- Remplacement des installations de chauffage par énergie fossile par le développement de la chaleur renouvelable (réseaux de chaleur, biomasse).



*Les émissions « tendanciennes » sont calculées à l'aide d'un scénario dit « Avec Mesures Existantes » qui prend en compte les politiques déjà mises en places ou actées.

Figure 1. Evolution des émissions et des puits de Gaz à Effet de Serres (GES) sur le territoire national entre 2005 et 2050. Source : SNBC - MTES.

Pour atteindre ces objectifs, la SNBC identifie les réseaux de chaleur comme un vecteur majeur à développer fortement pour atteindre les objectifs de neutralité carbone.

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)

Votée fin en 2019, la PPE définit les objectifs à atteindre par filière. Pour les réseaux de chaleur, les objectifs sont les suivants :

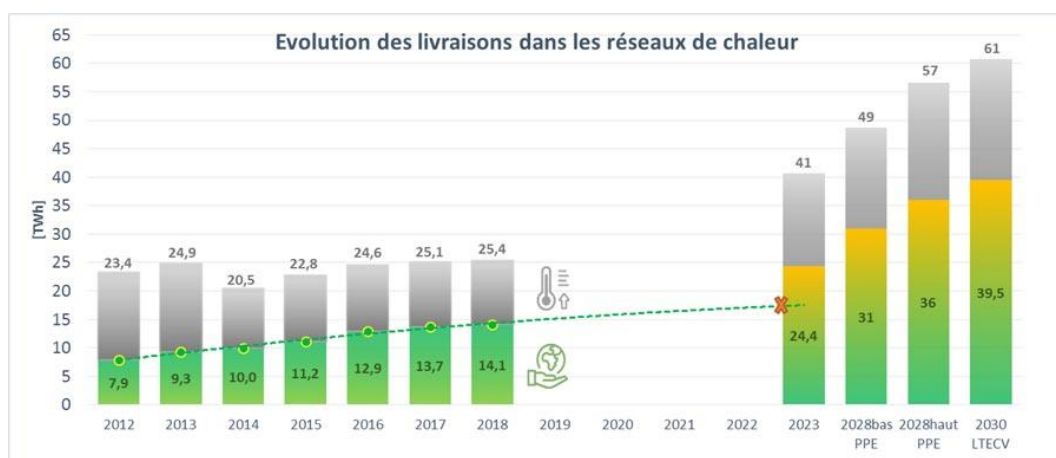


Figure 2. Evolution passée des réseaux de chaleur et ambitions de la PPE - Source : SNCU.

On constate ici que le rythme de développement actuel est très insuffisant pour atteindre les objectifs fixés.

Derrière ces objectifs environnementaux chiffrés se cachent aussi des objectifs de développement économique, avec la création d'emplois locaux et durables, et une relocalisation de l'activité économique dans le domaine de l'énergie.

Ces objectifs ambitieux nécessitent une implication forte de l'ensemble des acteurs de la société comme les collectivités, les syndicats de copropriété, les aménageurs et promoteurs, les bailleurs sociaux, les usagers, etc.

1.2 CONTEXTE LOCAL & SCHEMA DIRECTEUR

La ville de Dourdan souhaite se saisir des enjeux énergétiques sur son territoire.

En tant qu'autorité délégante du réseau de chaleur de Dourdan, la ville a missionné SERMET pour réaliser un schéma directeur de son réseau de chaleur existant.

Le concept de « Schéma Directeur » s'inscrit dans une démarche d'anticipation dont l'objectif est d'aider chaque maître d'ouvrage d'un réseau existant à réaliser un exercice de projection sur le devenir de son réseau, en lien avec les abonnés, et de lui fournir différents scénarios qui lui permettront de décider d'une programmation de travaux à entreprendre durant cette période.

L'élaboration du schéma directeur comprend les étapes suivantes :

- Dresser un diagnostic sur les performances et les contextes contractuels et économiques entre la ville, le gestionnaire, et les usagers du réseau de chaleur.
- Elaborer différents scénarios consensuels et chiffrés d'évolutions du réseau avec leurs impacts techniques économiques, environnementaux et sociaux.
- Proposer un plan d'actions et un échéancier prévisionnel.

La présente étude s'est déroulée de septembre 2023 à mai 2024.

2 DIAGNOSTIC DU RESEAU EXISTANT

2.1 ASPECT CONTRACTUEL

2.1.1 Historique

Les travaux de création du réseau de chaleur de Dourdan et de sa chaufferie gaz sont réalisés à la suite de l'attribution d'une Délégation de Service Public (DSP) à la SOCCRAM en 1971 pour une durée initiale de 20 ans puis renouvelé jusqu'en 2015. L'ensemble des sous-stations et des travaux réseaux ont été réalisés au cours de ces 44 années d'exploitation.

En 2015, une nouvelle DSP est attribuée à IDEX TERRITOIRES pour une durée de 10 ans (9 ans plus un an de prolongation).

2.1.2 Le Contrat

Le tableau ci-dessous présente la fiche de synthèse de la convention de DSP du réseau de Dourdan

RESEAU PUBLIC DE DOURDAN – FICHE D'IDENTITE	
Type de contrat	Contrat de Délégation de Service Public (DSP)
Objet du contrat	Contrat de Délégation de Service Public de production, transport et distribution de chaleur de la Ville de Dourdan
Autorité concédante	Ville de Dourdan
Délégataire	IDEX TERRITOIRES
Durée	9 ans avec prolongation d'1 an
Prise d'effet	1 ^{er} juillet 2015
Expiration	30 juin 2025
Energies	Gaz naturel et FOD
Echéances Polices	9 ans
Avenants	<u>Avenant 1 du 21/12/2015 :</u> - Acter la substitution de la société IDEX TERRITOIRES à la société IDEX INFRA, en tant que Délégataire de Service Public - Fixer une date anticipée pour la remise du rapport annuel du Délégataire <u>Avenant 2 du 27/04/2016</u> - Arrêter le montant du droit d'entrée dû par le Délégataire à l'Ancien Exploitant et en préciser les modalités de versement - Déterminer la nature et les conditions d'exécution des travaux de levée de réserve, d'arrêter le montant correspondant et d'en préciser les modalités de versement

	<u>Avenant 3 du 17/07/2023</u> - Acter l'utilisation des garanties d'origine (GO) pour le biométhane afin de faire bénéficier aux abonnés d'une TVA à taux réduit de manière rétroactive au 1^{er} janvier 2023 - Acter la prolongation de la durée du Contrat d'un an
--	--

Tableau 1 : Historique du réseau de chaleur de Dourdan

2.1.3 Analyse des principales dispositions du contrat

Le tableau ci-dessous présente une analyse des principaux aspects contractuels du réseau de Dourdan :

RESEAU PUBLIC DE DOURDAN – DISPOSITIONS CONTRACTUELLES		
Périmètre	Article	<u>Article 10 : Périmètre de la concession et ouvrages à établir</u> « Le service public de production, de transport et de distribution d'énergie calorifique est délégué à l'intérieur du périmètre porté sur le plan annexé au présent contrat (Annexe 20) ».
	Analyse	Le périmètre du contrat de DSP consiste en la totalité de la Ville de Dourdan
Extension possible	Article	<u>Article 11 : Modification du périmètre délégué ou du programme des travaux</u> « L'Autorité Délégante, lorsque les considérations techniques ou économiques le justifient, a la faculté d'inclure ou d'exclure, dans le périmètre du service délégué, après consultation du Délégataire, toute partie de son territoire déjà urbanisé ou faisant l'objet d'une opération nouvelle d'urbanisme ou de construction non prévue à l'origine du contrat ».
	Analyse	Clause classique dans une DSP
Exportation	Article	<u>Article 14 : Utilisation accessoire des ouvrages de la concession</u> « À la condition expresse que toutes les obligations du contrat soient remplies, le Délégataire peut être autorisé à utiliser les ouvrages délégués pour vendre de l'énergie calorifique à des consommateurs situés en dehors du périmètre délégué. Cette autorisation est accordée par délibération de l'Autorité Délégante, qui pourra préciser les conditions dans lesquelles l'exportation de chaleur est autorisée. Elle est sans incidence sur le périmètre délégué. De manière générale, l'exportation de chaleur répond aux principes suivants : • Les investissements nécessaires à la réalisation du réseau de distribution privé servant à exporter la chaleur ne peuvent en aucun cas être financés de manière directe ou indirecte par l'exploitation du service public.

Importation de chaleur		La rémunération que perçoit le délégataire du fait de l'exportation de chaleur doit demeurer accessoire à la rémunération qu'il perçoit au titre de l'exploitation du service public. <i>n aucun cas, une exportation de chaleur ne devra engendrer une augmentation du coût de la chaleur vendue aux abonnés ».</i>
	Analyse	La convention autorise l'export de chaleur, sous conditions.
	Article	<u>Article 14 : Utilisation accessoire des ouvrages de la concession</u> « Pour les besoins du service et après accord de l'Autorité Délégante, le Délégataire peut acheter à ses frais de l'énergie calorifique à des tiers. . <i>Cette demande doit être motivée et accompagnée d'une étude d'impact, notamment sur le plan financier. En aucun cas, cette importation de chaleur ne doit engendrer d'augmentation du coût global de la chaleur vendue aux abonnés ».</i>
	Analyse	Le contrat prévoit la faculté pour le délégataire de recourir à ses frais à l'achat d'énergie sous condition.

Tableau 2 : Analyse des dispositions contractuelles du réseau de Dourdan

2.1.4 Synthèse contractuelle

On constate peu d'évolution du réseau depuis la mise en place de la DSP en 2015, que ce soit en terme de combustible ou de périmètre desservi.

Le point le plus important à souligner est l'échéance prochaine de la fin de l'actuelle DSP, au 30 juin 2025.

Compte-tenu de la durée d'une procédure de renouvellement de DSP, il est important que la ville entame dès à présent les démarches : réflexion sur l'accompagnement à ce renouvellement par un AMO et un avocat, puis consultation.

2.2 DESCRIPTION DES INSTALLATIONS PRIMAIRES

Les installations déléguées à l'exploitant dans le cadre de la convention de DSP, sont :

- Le réseau de chaleur
- Les installations de production
- Les installations primaires en sous-station de livraison chez les abonnés (notamment l'échangeur de chaleur)

2.2.1 Installations de production

La production de l'énergie est assurée par une centrale de cogénération et une chaufferie gaz/fioul, située Allée Brahms pour une puissance thermique totale de 12,4 MW.

L'installation de cogénération date de 2000 et dispose d'une puissance de :

- 1,6 MW thermique alimentant le réseau de chaleur
- 1,33 MW électrique, faisant l'objet d'un contrat d'obligation d'achat auprès d'EDF de type CO1R, prenant fin en 2024

La chaufferie est constituée de chaudières fonctionnant au gaz naturel et au fioul :

- 2 chaudières gaz/fioul de 2x3,8 MW de 2016
- 1 chaudière gaz de 3,5 MW de 1967

La chaufferie est une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE), sous le régime de la déclaration.

2.2.2 Réseau de distribution

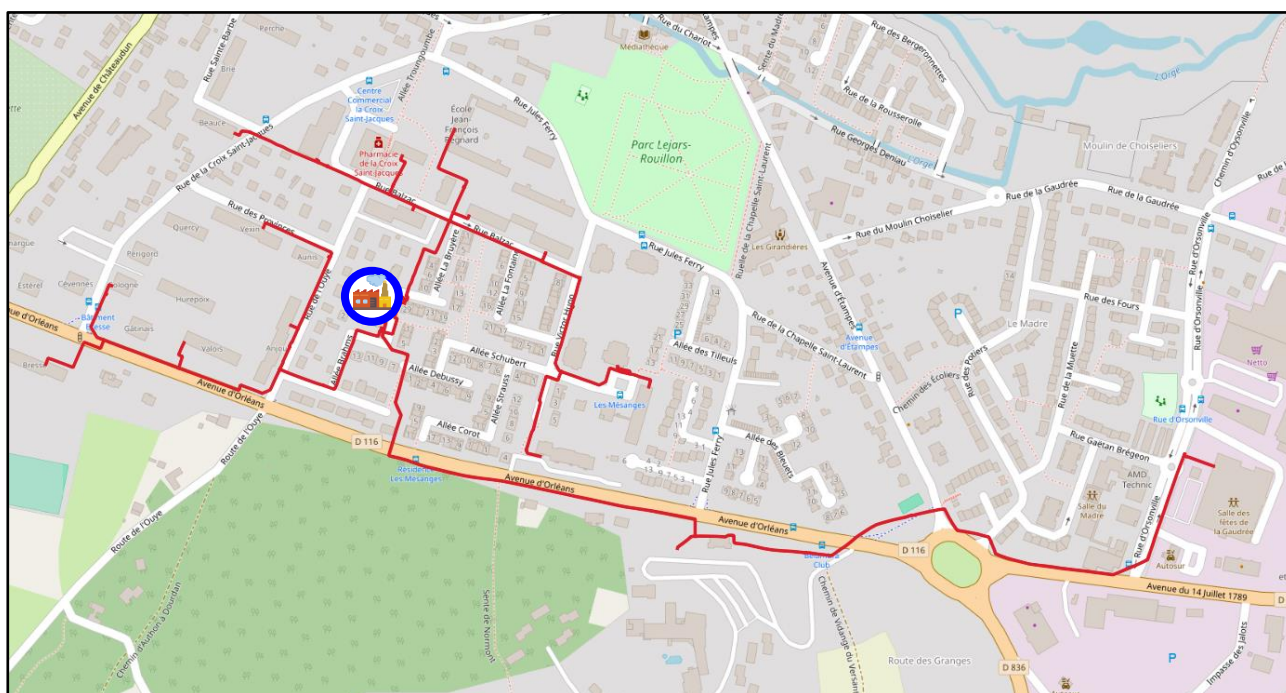


Figure 3 : Plan du réseau de chaleur et moyen de production

Le réseau de chaleur de Dourdan est un réseau BP d'une longueur totale de 3 126 ml.

2.2.3 Les abonnés

L'ensemble du réseau alimente un total de 16 sous-stations au 31 juillet 2023 :

- 1 sous-station pour la maison de retraite Les Mésanges
- 6 sous-stations pour Batigère
- 1 sous-station pour Compostelle I
- 1 sous-station pour Compostelle II
- 1 sous-station pour Compostelle III
- 1 sous-station pour Orgemont
- 1 sous-station pour Les Hameaux de Dourdan
- 1 sous-station pour M. DURAND
- 2 sous-stations pour la Ville de Dourdan
- 1 sous-station pour Belambra
- 1 sous-station pour le centre commercial de la Croix St Jacques (non alimenté)

Nom de la sous-station	Nom de l'abonné	Adresse	Nombre de logements	Puissance souscrite (kW)
SA HLM SOVAL 1	Batigère	Avenue d'Orléans	38	239
SA HLM SOVAL 2	Batigère	Rue de La Croix Saint-Jacques	96	603
SA HLM SOVAL 3	Batigère	Avenue d'Orléans	64	402
SA HLM SOVAL 4	Batigère	Rue de l'Ouye	46	289
SA HLM SOVAL 5	Batigère	Rue des Provinces	66	415
SA HLM SOVAL 6	Batigère	Rue Sainte Barbe	110	692
Groupe Scolaire Regnard	Mairie de Dourdan	Rue Jules Ferry	0	638
Ass. Les Mesanges	AREPA	Rue Victor Hugo	NC	166
Syndicat Compostelle 1	Agence Beurdeley	1-7 Rue Balzac	51	248
Syndicat Compostelle 2	Agence Beurdeley	4-10 Rue de l'Ouye	42	160
Syndicat Compostelle 3	Madame Marinette Vrignon	6 Rue Balzac	56	301

Syndicat Orgemont	Monsieur Michaud	5 Rue Victor Hugo	71	378
Syndicat Les Hameaux de Dourdan	PGI Immobilier	Avenue d'Orléans	35	129
Pavillon M. Durand	Monsieur Durand	12 Allée de la Bruyère	1	5
Centre Technique Municipal	Mairie de Dourdan	Rue d'Orsonville	0	509
SCI VVF BELAMBRA	SCI DOURDAN VACANCES BELAMBRA	Avenue d'Orléans	NC	1 008
TOTAL			732	6 182

Tableau 3 - Liste des abonnés existants

L'ensemble des sous-stations représentent un total d'environ 1 000 équivalents logements.

2.2.3.1 Patrimoine raccordé

L'étude de la typologie des abonnés raccordés aux réseaux de chaleur public montre une forte dominante pour des logements (~70%).

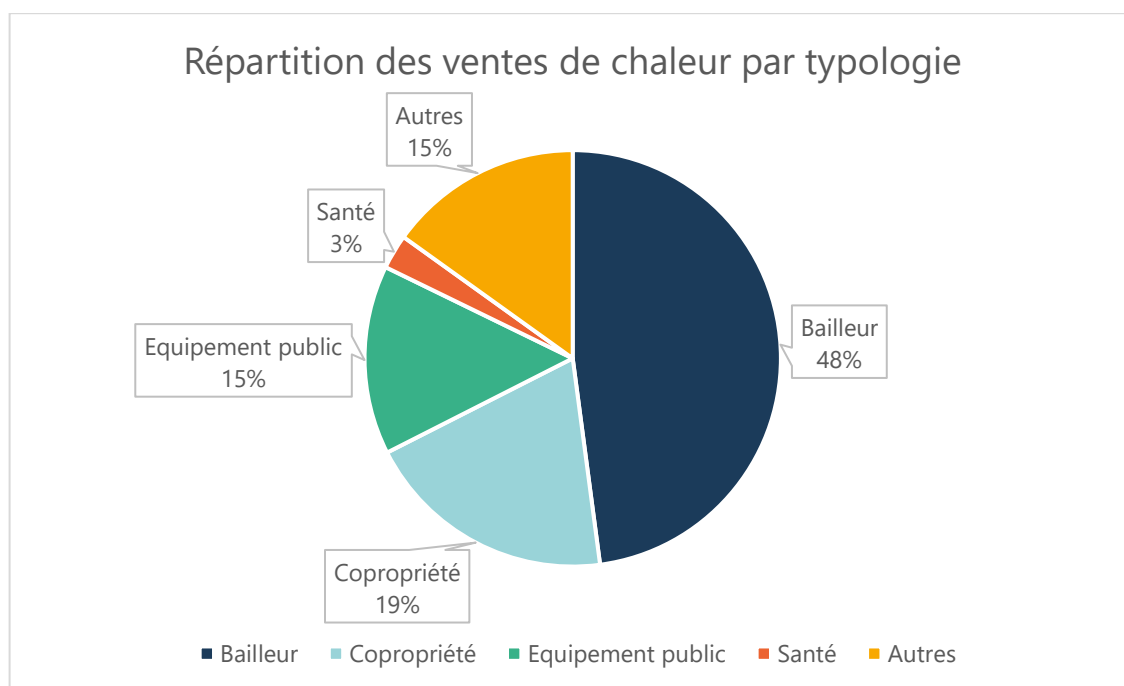


Figure 4 : Répartition des ventes de chaleur par typologie

Les bailleurs (Batigère) occupent une forte proportion (48%) au regard de celle des copropriétés. Cette observation est commune à la plupart des réseaux de chaleur étant donné que les copropriétés sont des prospects plus difficiles à raccorder à un réseau de chaleur.

2.3 INDICATEURS DE PERFORMANCE TECHNIQUES & ENERGETIQUES

Pour jauger objectivement la qualité des différents paramètres du réseau de chaleur de Dourdan, nous calculons divers indicateurs, permettant de caractériser sa performance. Les indicateurs définis dans ce chapitre sont ceux établis par l'Institut de la Gestion Déléguée.

2.3.1 Taux d'appel de puissance

Cet indicateur se calcule de la façon suivante :

$$\frac{\text{Puissance maximale appelée (pour la température extérieure de base)}}{\text{Puissance maximale de la production en centrale}}$$

N'ayant pas de relevés des puissances appelées, nous avons interrogé le chef de chaufferie : la puissance maximale appelée était de 3,3 MW ces dernières années. Cependant, depuis la crise du marché de l'énergie en 2021-2022, il semble que la puissance maximale appelée ait diminué : 2,9MW.

Le taux d'appel de puissance est donc de l'ordre de 27% avec le moteur de cogénération, et de 30% sans le moteur de cogénération.

On peut en conclure que la chaufferie est correctement dimensionnée et dispose du secours nécessaire.

2.3.2 Densité du réseau

Puissance souscrite au mètre linéaire :

$$\frac{\text{Puissance souscrite totale}}{\text{Longueur totale du réseau de distribution}}$$

Consommation en MWh au mètre linéaire :

$$\frac{\text{Quantité de chaleur livrée sur une année}}{\text{Longueur de tranchée du réseau}}$$

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	Moyenne
Longueur du réseau (ml)	3 126	3 126	3 126	3 126	3 126

Puissance souscrite (kW)	6 192	6 192	6 187	6 182	6 188
Puissance souscrite au ml (MW/ml)	1,98	1,98	1,98	1,98	1 ,98
Consommations (MWh)	9 820	10 310	9 951	8 119	9 550
Densité (MWh/ml)	3,14	3,30	3,18	2,60	3,06

Tableau 4 : Densité du réseau de Dourdan

La densité moyenne du réseau de chaleur de Dourdan sur les derniers exercices d'exploitation est de 3,1 MWh/ml.

De manière générale, la densité thermique d'un réseau de chaleur est considérée comme :

- Bonne si elle est supérieure à 3 MWh/ml
- Correcte si elle est comprise entre 1,5 MWh/ml et 3 MWh/ml
- Faible si elle est inférieure à 1,5 MWh/ml et non subventionnable a priori.

Nota : le seuil minimal de 1,5 MWh/ml est retenu par l'ADEME comme un des critères requis pour une viabilité des projets. Mais ce seuil n'est pas exclusif et il est tout à fait possible d'atteindre un seuil de rentabilité avec une densité plus faible, mais il convient dans ces cas de figure d'être particulièrement attentif aux pertes de distribution du réseau pour en apprécier la pertinence économique et financière.

D'après la dernière enquête AMORCE sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2022, la densité moyenne des réseaux de chaleurs en France est de 3,13 MWh/ml, elle est similaire à celle du réseau de Dourdan.

2.3.3 Entretien et renouvellement des installations

Renouvellement des installations :

$$\frac{\text{Montant des travaux de gros entretien et de renouvellement}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires}}$$

Le Gros Entretien et Renouvellement (GER) correspond aux opérations couvrant les réparations et/ou le remplacement en tout ou partie des biens défectueux de façon à maintenir les installations en bon état d'usage.

D'après l'article 71 du contrat de DSP : « Le détail des sommes affectées par le Délégué au financement des dépenses de gros entretien, grosses réparations et renouvellement (GER) mises à sa charge par le présent contrat est retracé dans un compte spécifique. »

Comme le montre le tableau ci-dessous, l'indicateur de renouvellement des installations du réseau de chaleur de Dourdan est de l'ordre de 20%; ce qui est correct.

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Dépenses de GER (*)	60 194	51 614	64 105	59 961
R2 total (€HT)	266 199	267 626	270 865	280 557
Dont r23 (€HT)	48 027	48 486	49 726	53 170
Dépenses GER / R2 total (en %)	23%	19%	24%	21%

Tableau 5 : Renouvellement des installations

(*) selon le bilan du compte de GER présenté par IDEX dans son rapport annuel 2022/2023

On constate cependant que les dépenses de gros entretien et renouvellement sont supérieures au montant annuel des recettes r23.

Le délégataire présente ainsi dans son rapport annuel un bilan GER avec un **solde négatif au 30/06/2023 : -201 082€HT**

L'article 71 du Contrat précise néanmoins : « *Au terme du contrat, quelle qu'en soit la cause, le solde créditeur est reversé intégralement à l'Autorité Délégante, le solde éventuellement débiteur reste à la charge du Délégataire.* »

2.3.4 Bouquet énergétique et taux d'EnR&R

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	Moyenne
Part Gaz (Mwhu)	6 011	5 906	4 798	4 907	5 405
Dont GO (Mwhu)	0	0	0	2 784	696
Part FOD (Mwhu)	-89	65	1 986	-102	465
Part Cogé (Mwhu)	5 734	5 965	5 089	5 089	5 469
Sortie chaufferie (Mwhu)	11 656	11 936	11 873	9 894	11 340
Part Gaz	52%	49%	40%	50%	47,8%
Part Gaz GO	0%	0%	0%	28%	7,0%
Part FOD	-1%	1%	17%	-1%	3,9%
Part Cogé	49%	50%	43%	51%	48,4%
Taux d'EnR&R	0%	0%	0%	28%	7,0%

Tableau 6 : Bouquet énergétique des derniers exercices d'exploitation

Jusqu'en 2022, le réseau de chaleur de Dourdan ne présente pas de source de chaleur renouvelable ou de récupération et présente donc un taux d'EnR&R de 0% puisqu'étant alimenté intégralement par du gaz et du fioul.

Cependant, grâce à l'avenant 3 signé en juillet 2023, l'utilisation de gaz Garantie d'Origine permet le passage du taux d'EnR&R à 51% de façon rétroactive à partir de janvier 2023.

En 2022/2023, le taux d'EnR moyen de la saison est donc inférieur à 50%, mais dès la saison 2023/2024, celui-ci sera effectivement supérieur à 50%.

2.3.5 Emissions de CO2

Les contenus CO₂ des réseaux présentent des niveaux intéressants par rapport à la moyenne nationale, le contenu CO₂ moyen des réseaux de chaleur en France est de 94 kg/MWh.

Dans le dernier arrêté publié, celui du 16 mars 2023, le contenu en CO₂ du réseau de Dourdan à prendre comme référence est :

- Contenu en CO₂ du réseau de chaleur de Dourdan en émissions directes (calcul classique) : **239 kg CO₂/MWh utile**
- Contenu CO₂ en Analyse en cycle de Vie (ACV) : **285kg CO₂/MWh utile**

Le contenu CO₂ du réseau de Dourdan est représentatif d'un réseau fonctionnant à 100% aux énergies fossiles.

Pour indication, voici le contenu selon l'énergie :

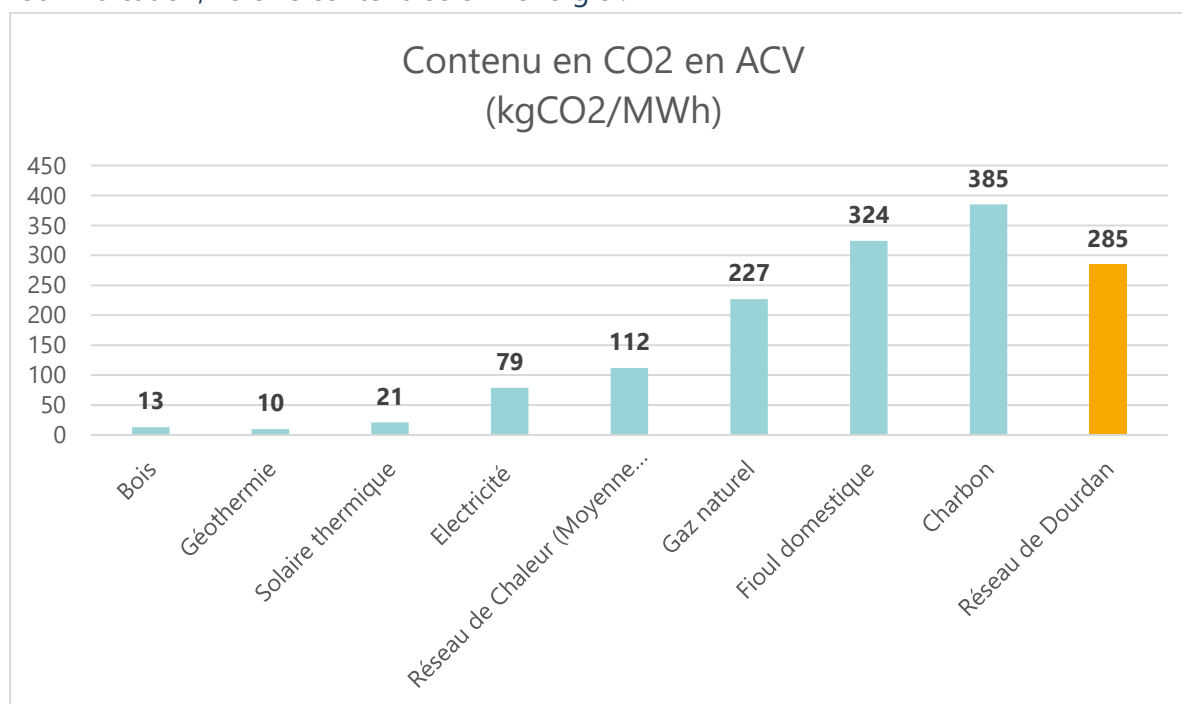


Figure 5 : Contenu en CO₂ des sources d'énergies en kg/MWh d'énergie livrée

2.3.6 Développement du réseau

Cet indicateur, calculé suivant la formule ci-dessous, qualifie le taux de développement du réseau.

$$\frac{\text{Unité de Répartition Forfaitaire souscrite} - \text{Unité de Répartition Forfaitaire souscrite en début de contrat}}{\text{Unité de Répartition Forfaitaire souscrite en début de contrat}}$$

	Début du contrat (2015)	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Puissance souscrite (kW)	6 192	6 192	6 192	6 187	6 182
Evolution par rapport au début du contrat		0%	0%	-0,1%	-0,2%

Tableau 7 : Développement du réseau depuis le début de la DSP (2015)

On constate que le réseau de Dourdan ne s'est pas développé depuis le début du contrat.

On note même une baisse de 10 kW souscrit en raison de la réadaptation de la puissance souscrite du pavillon en janvier 2022.

2.3.7 Disponibilité du service

Taux d'interruption pondéré du service

Cet indicateur (n°1.2-M1) correspond au nombre d'heures d'indisponibilité de fourniture de chaleur pour chaque sous-station, quelle qu'en soit l'origine : incident, travaux de maintenance, de réparation, de modification ou d'extension en centrale de production ou sur le réseau de distribution.

Cet indicateur permet de voir si la continuité du service est assurée.

Méthode de calcul :
$$\frac{\sum_{i=0}^n (\text{Nb de heures d'arrêt pendant la période de fonctionnement})_i \times (\text{Puissance souscrite concernée})_i}{\text{Période de fonctionnement (en h)} \times \text{Puissance souscrite totale}}$$

avec $i \in [1;n]$, i représente la $i^{\text{ème}}$ sous-station, et n le nombre total de sous-stations sur le réseau de chaleur.

Exprimé en %

Nombre d'heure d'arrêt

Définition : Le nombre d'heures d'arrêt correspond au nombre d'heures d'indisponibilité de fourniture de chaleur pour chaque sous-station, quelle qu'en soit l'origine : incident, travaux de maintenance, de réparation, de modification ou d'extension en centrale de production ou sur le réseau de distribution.

Chauffage : est considérée comme une interruption de fourniture l'absence constatée pendant plus de 4 heures de la fourniture de la chaleur à un poste de livraison.

ECS : est considérée comme une interruption l'absence constatée pendant plus de 4 heures de la fourniture d'eau chaude sanitaire à un poste de livraison

Mode de calcul :

Comptages ou relevés

Sources d'informations : Les heures d'arrêt et les installations concernées doivent être déclarées spontanément par l'opérateur

Le rapport du délégataire ne nous permet pas de calculer cet indicateur.

POUR LA PROCHAINE DSP

Les données permettant de calculer cet indicateur pourraient être intéressantes à demander au futur Délégataire dans le cadre de la nouvelle DSP afin de vérifier la continuité de service du réseau.

2.3.8 Synthèse des indicateurs de performance

Le tableau ci-dessous reprend les principaux points relatifs au bilan énergétique du réseau de Dourdan (Vert : point fort du réseau, Orange : point à améliorer, Rouge : point faible et Gris : sans objet) :

	Réseau de chaleur de Dourdan
Taux d'appel de puissance	correct
Densité (MWh/ml)	moyenne mais correcte
Renouvellement des installations	correct
Taux EnR&R	0%
Contenu CO ₂ ACV (kg CO ₂ / MWh)	élevé
Développement du réseau	aucun développement
Disponibilité de service	SO

Tableau 8 : Synthèse des éléments énergétiques du réseau de chaleur de Dourdan

Les installations de production et de distribution du réseau de Dourdan sont globalement bien dimensionnées pour répondre aux besoins des abonnés. Cependant, du fait de la production réalisée en totalité par des énergies fossiles et ce malgré l'utilisation récente de gaz Garantie d'origine, le

taux d'EnR et les émissions de CO2 du réseau sont des points faibles du réseau. De plus, le réseau n'a vécu aucun développement depuis le début de la DSP en 2015 et a même régressé de quelques kW.

2.4 DIAGNOSTIC TECHNIQUE

2.4.1 Visites de la chaufferie et des sous-stations

2.4.1.1 Visite de la chaufferie

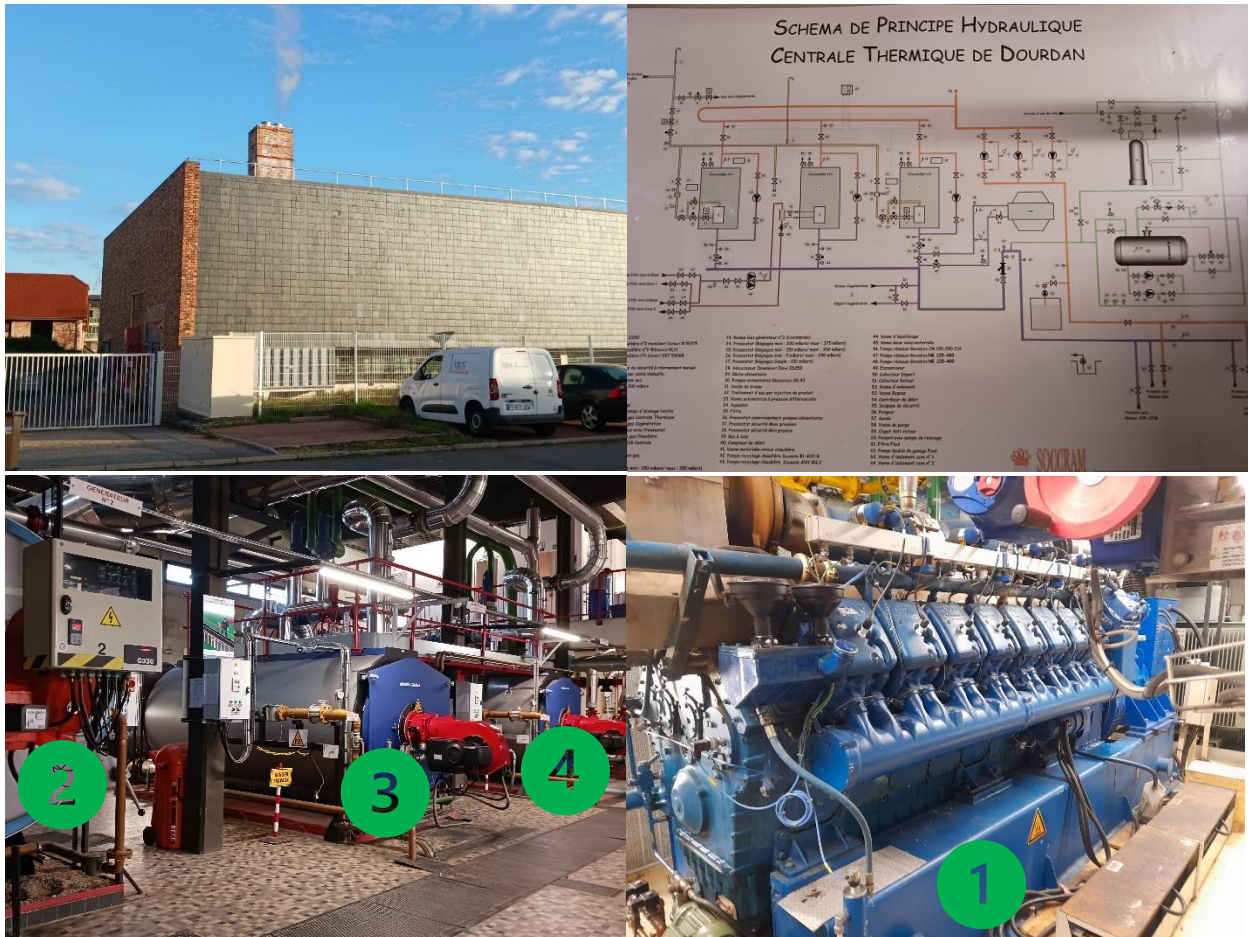


Figure 6, 8, 9 et 10 : Chaufferie principale

Les installations de production de la chaufferie du réseau de Dourdan située Allée Brahms sont en bon état et semblent bien entretenues.

Après le début de la DSP, en 2016-2017, les brûleurs des chaudières n°3 et 4 ont été remplacés par des brûleurs gaz/FOD. Les deux pompes réseaux ont été également rénovées et un économiseur a été installé sur la chaudière n°4.

De plus, d'autres travaux et rénovations sont prévus avant la fin de la DSP tels que la rénovation du vidangeur de l'adoucisseur qui a été rongé par le sel (prévu pour l'hiver 2023-2024).

2.4.1.2 Visite des sous-stations



Figure 7 : Bouteille de mélange de Compostelle 3



Figure 8 : Echangeur de SOVAL 4

Les sous-stations n°4 et n°11 ont été visitées, soit SOVAL 4 (Batigère) et Compostelle 3 (copropriété). Globalement, les ouvrages en sous-station semblent en bon état et bien entretenus, bien que la conformité des locaux serait à vérifier (protections incendie, étiquetage, ventilations haute et basse, éclairage, etc.) pour chaque sous-station dans le cadre de la nouvelle DSP (la conformité du local relevant de l'abonné), de même que les limites primaire/secondaire.

En effet, les limites primaire/secondaire en sous-station ne semblent pas précises pour chaque sous-station. L'article 24.3 du contrat de délégation de service public, intitulé « Postes de livraison » indique que l'ensemble des ouvrages du circuit primaire en amont de l'échangeur (ou de la bouteille de mélange) jusqu'aux sorties secondaires de celui-ci, font partie intégrante de la concession et sont à la charge du Délégataire sauf en cas de précision particulière dans la police d'abonnement. Ces limites seront à vérifier dans le cadre du prochain contrat et à préciser en reprenant les schémas de principe dans chaque sous-station qui n'étaient pas à jour lors de notre visite.

De plus, les installations primaire et secondaire pour l'ECS seront à reprendre et/ou à vérifier.

Certaines des sous-stations sont équipées d'échangeurs tandis que d'autres ont des bouteilles de mélange. Les sous-stations concernées par les bouteilles de mélange sont : Compostelle 1 et 3, Les Mésanges et Les Hameaux de Dourdan (principalement des copropriétés).

Lors du début de la DSP en 2015, IDEX a proposé de remplacer les bouteilles de mélange sur les sous-stations concernées. Certaines substitutions ont été faites, cependant les sous-stations citées précédemment ont préféré garder leurs bouteilles pour ne pas imputer les frais de l'échangeur aux usagers.

Il est à noter que le Déléataire tient à jour un carnet de suivi très complet, présent dans chaque sous-station.

POUR LA PROCHAINE DSP

Avant la publication du DCE, il sera nécessaire de bien vérifier l'inventaire :

- certaines sous-stations ayant des échangeurs, et d'autres seulement des bouteilles de mélange
- limite primaire / secondaire vis-à-vis des installations d'eau chaude sanitaire en sous-stations

Pour la prochaine DSP, il pourrait être intéressant de prévoir d'installer des échangeurs dans les sous-stations non pourvues à ce jour.

2.4.2 Le réseau

2.4.2.1 Rendement du réseau

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	Moyenne
Chaleur départ chaufferie (MWh)	11 656	11 936	11 873	9 894	11 340
Chaleur livrée en sous-station (MWh)	9 820	10 310	9 951	8 119	9 550
Rendement réseau	84,3%	86,4%	83,8%	82,1%	84,2%

Tableau 9 : Rendement du réseau

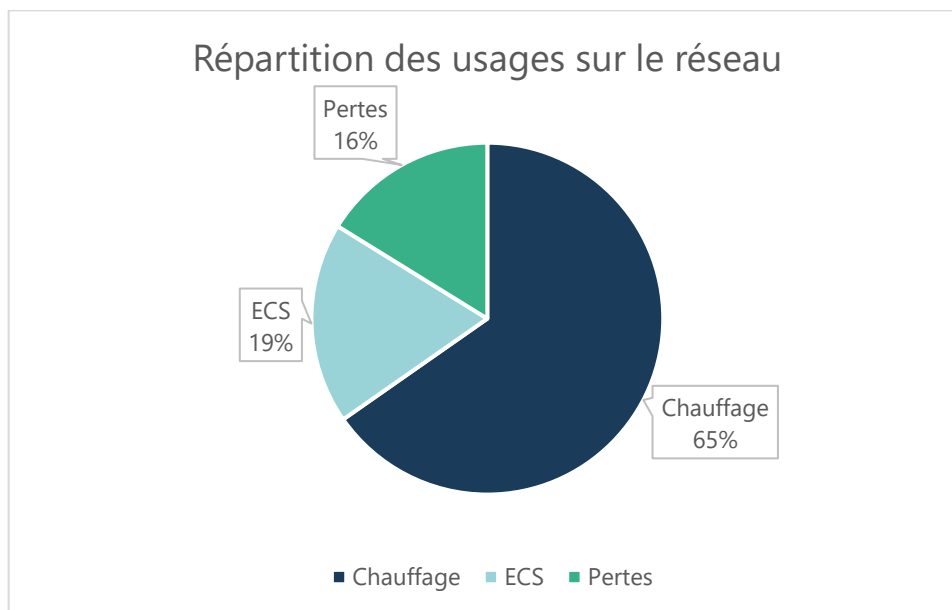


Figure 9 : Répartition des usages

Le rendement du réseau de Dourdan est faible.

2.4.2.2 Appoint d'eau du réseau

Lors de notre visite en chaufferie, nous avons collecté les relevés d'appoint d'eau du réseau. En voici le tableau de synthèse :

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	Moyenne
Chaleur livrée en sous-station (GWh)	9,8	10,3	10,0	8,1	9,6
Appoint en eau adoucie (m³)	4	4	10	12	8
Appoint d'eau par GWh_{livré} (m³/GWh_{livré})	0,4	0,4	1,0	1,5	0,8

Tableau 10 : Appoints d'eau du réseau

Il est considéré que des appoints :

- Inférieurs à 50 m³/GWh_{livré} sont faibles ;
- Supérieurs à 200 m³/GWh_{livré} de manière répétée sont caractéristiques d'un réseau fuyard qui nécessite d'être changé.

Le réseau de Dourdan est donc un réseau très peu fuyard, malgré l'âge du réseau.

Seulement une « grosse » fuite est à répertoriée sur ces dernières années (au cours de l'exercice 2023-2024) avec un appoint en eau de 18 m³ entre juillet et novembre 2023.

POUR LA PROCHAINE DSP

Le rendement du réseau de Dourdan est faible bien que les appoints annuels en eau adoucie soient bas. Cela signifie que le rendement faible du réseau de distribution n'est pas lié à des fuites mais plus probablement à des absences ou détériorations du calorifuge sur certaines antennes. Une thermographie pourra être envisagée dans le cadre du nouveau contrat afin d'identifier ces antennes.

2.4.3 Contrôles réglementaires

Comme le montre le tableau ci-dessous, les installations de production de chaleur du réseau de Dourdan respecte les contraintes réglementaires (Valeurs Limites d'Emission ou VLE) sur les rejets atmosphériques des Nox. Les Nox regroupes différents oxydes d'azote qui sont des gaz à effet de serre émis lors de la combustion d'énergies fossiles. Les derniers relevés des émissions atmosphériques de la centrale de production ont été réalisés le 22/02/2022.

	Mesure des NOx (mg/Nm3)	Valeur Limite d'Emission (VLE)	Respect de la VLE pour l'ensemble des paramètres
Chaudière n°1 (cogénération)	94,6	130	OUI
Chaudière n°2 gaz	84,1	150	OUI
Chaudière n°3 mode gaz	91,5	100	OUI
Chaudière n°3 mode FOD	141	150	OUI
Chaudière n°4 mode gaz	79,6	150	OUI
Chaudière n°4 mode FOD	144	150	OUI

Tableau 11 : Résultats contrôle rejets atmosphériques 22/02/2022

Les rejets atmosphériques sont conformes.

2.5 DIAGNOSTIC ECONOMIQUE

2.5.1 Structure tarifaire

La compréhension globale de la suite de l'analyse nécessite de différencier les différents coûts associés à la production de chaleur. L'AMORCE présente celle-ci de la manière suivante :

La facture d'énergie avec l'abonnement (part fixe) et le coût proportionnel aux consommations d'énergie (part variable). - Ce sont le R1 et le R2 pour les réseaux de chaleur qui comprennent : - la fourniture de chaleur au travers du R₁ (production, distribution, fourniture d'énergie), - les charges d'électricité des auxiliaires : R₂₁ - des charges de Conduite et Entretien des Installations du réseau de chaleur (jusqu'à la sous-station en pied d'immeuble) : R₂₂, - les charges de Gros Entretien et de Renouvellement des installations (jusqu'à la sous-station en pied d'immeuble) : R₂₃, - les charges de financement des installations de premier établissement définies dans le contrat de DSP, déduction faite des aides et subventions obtenues : R₂₄. - C'est le P1 pour les autres sources d'énergies : l'achat d'énergie peut être géré directement par le locataire (chauffage individuel), par l'Abonné (bailleur ou syndic de copropriété) ou par l'exploitant des installations, dans le cadre de son contrat d'exploitation.	FACTURE ENERGETIQUE
L'électricité annexe nécessaire au fonctionnement des installations de production (brûleurs, pompes) et de distribution (pompes, régulation...) pour acheminer le chauffage jusqu'aux émetteurs de chaleur du logement et l'eau chaude sanitaire jusqu'aux points de puisage : c'est le terme P'1.	CHARGES LOCATIVES RECUPERABLES
La conduite et le petit entretien des installations : de l'arrivée de combustible ou de chaleur jusqu'aux émetteurs de chaleur. C'est le terme P2.	FACTURE TOTALE
Le gros entretien et le renouvellement à l'identique du matériel: de l'arrivée de combustible ou de chaleur jusqu'aux émetteurs de chaleur. C'est le terme P3.	
Les amortissements des installations de production de chaleur et de distribution de chaleur (dans l'immeuble ou le logement). C'est le terme P4. Viennent en déduction les subventions obtenues pour le financement des équipements.	
	COUT GLOBAL DU CHAUFFAGE

La répartition des différents postes varie en fonction des modes de production. Pour un réseau de chaleur, la facture énergétique (R1+R2) sera élevée, mais les charges P2/P3 et P4 sont moins importantes pour le maître d'ouvrage du programme desservi par rapport à une chaufferie standard.

Suivant le mode de chauffage, ces différents postes se répercutent différemment sur l'utilisateur final. Le tableau ci-après donne exemple de ces répartitions dans le cas d'un locataire (contrairement au propriétaire occupant prend en charge le P3, le P4 étant compris à l'achat du logement). Les coûts d'exploitation (P2/P3/P4) inclut dans ce tableau concernent uniquement le mode de production : chaudière, échangeurs, radiateurs électriques (mais pas l'entretien de la distribution et des émetteurs).

Dépense	Chauffage individuel		Chauffage collectif		Chauffage collectif réseau de chaleur	
P1 – Energie	Gaz ou électricité + abonnement, bois, fioul,...		Gaz ou électricité + abonnement, bois, fioul,...		Chaleur	
	Primaire	Secondaire	Primaire	Secondaire	Primaire	Secondaire
P'1 : électricité chaudière et auxiliaires	Payé directement par le locataire (facture)		X		Payé dans les charges	
P2 : conduite et entretien courant	X	X	X	X	X	X
P3 : Gros entretien et renouvellement	X	X	X	X	X	X
P4 : investissement initial	X	X	X	X	X	X
					Raccordement	

La suite de notre analyse se concentrera uniquement sur la facture énergétique, c'est-à-dire le montant R1/R2 payé par les abonnés du réseau de chaleur de Dourdan.

La facture énergétique des abonnés est :

$R1 \text{ (€HT/MWh)} \times \text{consommation (en MWh)} + R2 \text{ (en €HT/kW)} \times \text{puissance souscrite (en kW)}$

2.5.1.1 Terme R1 – partie proportionnelle aux consommations

Le terme R1 mixte : partie variable de la facturation

- Proportionnel à la consommation réelle d'énergie en MWh
- Révisé en fonction du prix des énergies (gaz naturel, géothermie)

Le terme R1 est le coût proportionnel unitaire de la chaleur (€/MWh) appliqué à la consommation réelle de chaleur destinée au chauffage des locaux et au réchauffage de l'eau chaude sanitaire et mesurée sur compteur au poste de livraison de chaque abonné. Il peut intégrer également les charges annexes liées aux énergies et combustibles, y compris les taxes fiscales et parafiscales, les frais d'élimination des produits et résidus de combustion, etc.

Il est établi sur la base des dépenses d'énergie pour la production et la distribution de chaleur, en tenant compte des rendements des installations et des tarifications des énergies, et sur la base des consommations totales prévisionnelles de l'ensemble des abonnés.

Il est déterminé mois par mois, suivant la mixité réelle des énergies utilisées (gaz naturel et cogénération) et varie en fonction de la formule de révision contractuelle :

Entre le 1^{er} juillet 2015 et le 31 décembre 2022

$$R1 = a * R1_{\text{gaz}} + b * R1_{\text{cogé}}$$

Avec R1gaz pour le gaz naturel et R1cogé pour la cogénération.

Tarif en euros	Valeur de bas (tarif de base (tarif au 1 ^{er} janvier 2015))
R1 ₀ (€HT / MWh en sous-station)	32,69
R1gaz ₀	47,43
R1cogé ₀	12,06

Tableau 12 : Tarifs R1 (Contrat initial)

Les coefficients a et b sont fixes et indépendants de la mixité réelle constatée avec a+b=1 et :

- a : taux de couverture du gaz naturel = 58,3%
- b : taux de couverture de la cogénération = 41,7%

Le R1 est facturé mensuellement aux usagers en fonction de la consommation réelle de chaque abonné.

Les redevances R1 sont réactualisées sur la base d'une somme pondérée de paramètres qui correspondent aux combustibles consommés en chaufferie :

- Indexation du terme R1gaz : $R1gaz = R1gaz_0 * \left(0,090 * \frac{TCT}{TCT_0}\right) + \left(0,077 * \frac{TCD}{TCD_0}\right) + \left(0,0225 * \frac{TVD}{TVD_0}\right) + \left(0,7255 * \frac{MOL}{MOL_0}\right) + \left(0,085 * \frac{TAXES}{TAXES_0}\right)$
- Indexation du terme R1cogé : $R1cogé = R1cogé_0 * \left(0,35 * \frac{TCT}{TCT_0}\right) + \left(0,7 * \frac{TCD}{TCD_0}\right) + \left(0,21 * \frac{TVD}{TVD_0}\right) + \left(2,425 * \frac{MOL}{MOL_0}\right) + \left(0,3150 * \frac{TAXES}{TAXES_0}\right) + \left(-3 * \frac{L}{L_0}\right)$

Entre le 1^{er} janvier 2023 et le 30 juin 2024

$$R1 = a * ((1 - c) * R1gaz + c * R1biométhane) + b * R1cogé$$

Avec R1gaz pour le gaz naturel, R1biométhane pour le biométhane et R1cogé pour la cogénération.

Tarif en euros	Valeur de bas (tarif de base (tarif au 1 ^{er} janvier 2015))
R1 ₀ (€HT / MWh en sous-station)	36,84
R1gaz ₀	47,43
R1biométhane ₀	55,53
R1cogé ₀	12,06

Tableau 13 : Tarifs R1 (Avenant 3 - Première période)

Les coefficients a, b et c sont fixes et indépendants de la mixité réelle constatée avec :

- a : taux de couverture du gaz naturel = 58,3%
- b : taux de couverture de la cogénération = 41,7%
- c : taux de biométhane dans le part gaz naturel = 88,0%

Le R1 est facturé mensuellement aux usagers en fonction de la consommation réelle de chaque abonné.

Les redevances R1 sont réactualisées sur la base d'une somme pondérée de paramètres qui correspondent aux combustibles consommés en chaufferie :

- Indexation du terme R1gaz : $R1_{gaz} = R1_{gaz_0} * \left(0,090 * \frac{TCT}{TCT_0}\right) + \left(0,077 * \frac{TCD}{TCD_0}\right) + \left(0,0225 * \frac{TVD}{TVD_0}\right) + \left(0,7255 * \frac{MOL}{MOL_0}\right) + \left(0,085 * \frac{TAXES}{TAXES_0}\right)$
- Indexation du terme R1cogé : $R1_{cogé} = R1_{cogé_0} * \left(0,35 * \frac{TCT}{TCT_0}\right) + \left(0,7 * \frac{TCD}{TCD_0}\right) + \left(0,21 * \frac{TVD}{TVD_0}\right) + \left(2,425 * \frac{MOL}{MOL_0}\right) + \left(0,3150 * \frac{TAXES}{TAXES_0}\right) + \left(-3 * \frac{L}{L_0}\right)$
- Indexation du terme R1biométhane : $R1_{biométhane} = R1_{biométhane_0} * \left(0,090 * \frac{TCT}{TCT_0}\right) + \left(0,077 * \frac{TCD}{TCD_0}\right) + \left(0,0225 * \frac{TVD}{TVD_0}\right) + \left(0,7255 * \frac{MOL}{MOL_0}\right) + \left(0,085 * \frac{TAXES}{TAXES_0}\right)$

Entre le 1^{er} juillet 2024 et le 30 juin 2025

$$R1 = a * ((1 - b) * R1_{gaz} + b * R1_{biométhane})$$

Avec R1gaz pour le gaz naturel et R1biométhane pour le biométhane.

Tarif en euros	Valeur de base (tarif au 1 ^{er} janvier 2015)
R1o (€HT / MWh en sous-station)	51,57
R1gaz ₀	47,43
R1biométhane ₀	55,53

Tableau 14 : Tarifs R1 (Avenant 3 – Seconde période)

Les coefficients a et b sont fixes et indépendants de la mixité réelle constatée avec :

- a : taux de couverture du gaz naturel = 100,0%
- b : taux de biométhane dans la part gaz naturel = 51,0%

Le R1 est facturé mensuellement aux usagers en fonction de la consommation réelle de chaque abonné.

Les redevances R1 sont réactualisées sur la base d'une somme pondérée de paramètres qui correspondent aux combustibles consommés en chaufferie :

- Indexation du terme R1gaz : $R1_{gaz} = R1_{gaz_0} * \left(0,090 * \frac{TCT}{TCT_0}\right) + \left(0,077 * \frac{TCD}{TCD_0}\right) + \left(0,0225 * \frac{TVD}{TVD_0}\right) + \left(0,7255 * \frac{MOL}{MOL_0}\right) + \left(0,085 * \frac{TAXES}{TAXES_0}\right)$
- Indexation du terme R1biométhane : $R1_{biométhane} = R1_{biométhane_0} * \left(0,090 * \frac{TCT}{TCT_0}\right) + \left(0,077 * \frac{TCD}{TCD_0}\right) + \left(0,0225 * \frac{TVD}{TVD_0}\right) + \left(0,7255 * \frac{MOL}{MOL_0}\right) + \left(0,085 * \frac{TAXES}{TAXES_0}\right)$

2.5.1.2 Terme R2 : part fixe de la facturation

Le terme R2 est l'élément forfaitaire annuel représentatif des charges d'exploitation du service. Il est proportionnel à la puissance souscrite (chauffage plus eau chaude sanitaire). Il s'exprime en euros par kW.

Le terme R2 est composé des termes suivants :

- R21 : le coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).
- R22 : le coût des prestations de conduite, de petits entretien et de grosses réparations, frais administratifs (redevances, cotisation économique territoriale, impôts, frais divers...), nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.
- R23 : le coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.
- R24 : le coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.

Le R2 est calculé de telle sorte que :

$$R2 = R21 + R22 + R23 + R24$$

Le terme R2 comprend en particulier :

- Le coût des prestations de conduite et d'entretien nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations concédées.
- Le coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations concédées (hors centrale de géothermie dont le coût est intégré au R1).
- Le coût des grosses réparations et du renouvellement des installations.
- Les coûts de gestion et charges administratives.
- Les charges d'amortissement et les charges financières des investissements et des subventions.
- La redevance d'occupation du domaine public et d'occupation des propriétés privées éventuellement dues.
- Plus généralement l'ensemble des frais fixes administratifs nécessaires à l'exécution du service public délégué, y compris les impôts, taxes et redevances dus par le concessionnaire et les frais de siège.

€/kW	Valeur de base (tarif au 1 ^{er} janvier 2015)
R2 ₀	42,00
R21 ₀	2,063
R22 ₀	5,133
R23 ₀	7,413
R24 ₀	27,393

Tableau 15 : Tarifs R2

La partie fixe R2 (exploitation) sera répartie mensuellement entre les usagers en fonction de la puissance souscrite qui leur est affectée en kW.

Les redevances R2 sont révisées comme suit :

- Indexation du terme R21 : $R21 = R21_0 * \left(\frac{351107}{351107_0} \right)$
- Indexation du terme R22 : $R22 = R22_0 * \left(0,125 + \left(0,625 * \frac{ICHT-IME}{ICHT-IME_0} \right) + \left(0,25 * \frac{FSD2}{FSD2_0} \right) \right)$
- Indexation du terme R23 : $R23 = R23_0 * \left(0,10 + \left(0,09 * \frac{BT40}{BT40_0} \right) \right)$

- Le terme R24 n'est pas indexé sur la durée du contrat et est nul à partir du 1^{er} juillet 2024 jusqu'au 30 juin 2025

2.5.1.3 Répartition des recettes R1/R2

La répartition des recettes R1/R2 du réseau de chaleur de Dourdan se présente de la manière suivante :

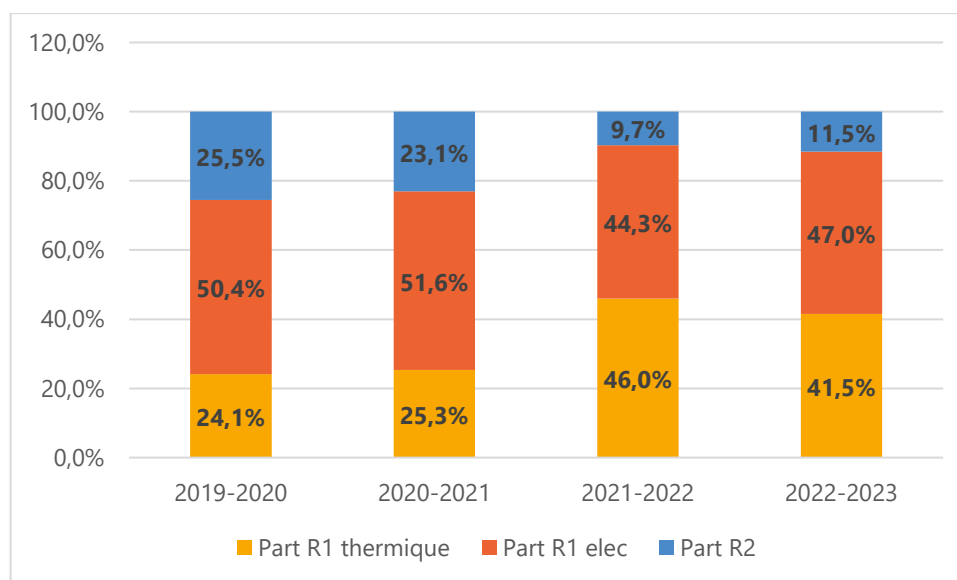


Figure 10 : Répartition des recettes R1/R2

Les recettes des ventes d'électricité de la cogénération représentent en moyenne environ 48% du chiffre d'affaires du réseau sur les 4 derniers exercices d'exploitation.

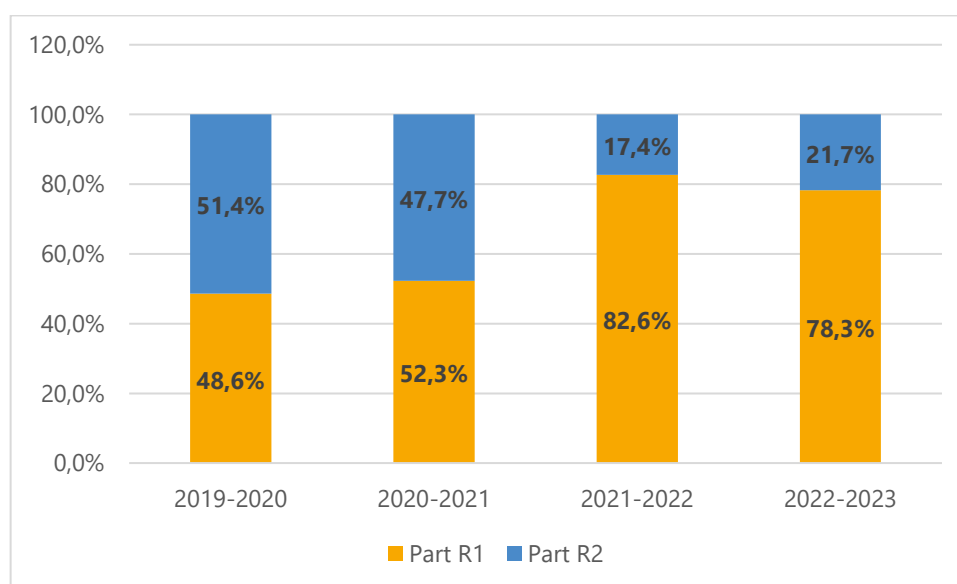


Figure 11 : Répartition des recettes thermiques R1/R2 (hors R1 elec)

La part fixe R2 représente en moyenne 35% des recettes thermiques du réseau, contre 65% pour la part variable R1. Le coût de chaleur du réseau de Dourdan dépend principalement des charges d'exploitation R1, lesquelles sont sensibles aux fluctuations du coût des énergies.

2.5.2 Tarif pratiqué sur le réseau

2.5.2.1 Evolution du prix moyen sur le réseau

Pour l'analyse de la performance économique du réseau de chaleur dans son intégralité (production et distribution), le calcul du coût de la chaleur a été réalisé avec une fourniture de chaleur « en pied d'immeuble ».

L'analyse porte sur les ventes de chaleur livrée à l'abonné sur l'ensemble du réseau de chaleur pour les saisons de chauffe 2019-2020, 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023 :

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Recettes d'énergie totales (€HT)	1 044 116	1 160 637	2 802 303	2 437 525
Recettes d'énergie thermique (sans ventes d'électricité - €HT)	518 182	561 361	1 560 071	1 292 562
Quantité d'énergie livrée (MWh)	9 820	10 310	9 951	8 119
Coût de la chaleur (€HT/MWh)	52,8	54,5	156,8	159,2
Coût de la chaleur (€TTC/MWh)	59,3	61,4	184,0	170,0

Tableau 16 : Evolution du prix moyen du réseau de Dourdan

Remarque sur la TVA :

La TVA appliquée sur le part R2 est de 5,5% pour tous les réseaux de chaleur.

Pour les réseaux non EnR, comme celui de Dourdan, la TVA appliquée sur la part R1 est de 20%.

Néanmoins, grâce à l'utilisation de biogaz (garanties d'origine), la part R1 peut désormais bénéficier d'une TVA réduite à 5,5% depuis le 1^{er} janvier 2023.

La multiplication du prix de la chaleur par 3 sur les dernières années s'explique par l'augmentation historique du prix du gaz depuis la fin d'année 2021., illustrée sur le graphique ci-dessous (à noter que l'indice PEG est l'indice principal de cotation de la part « molécule » du prix du gaz) :

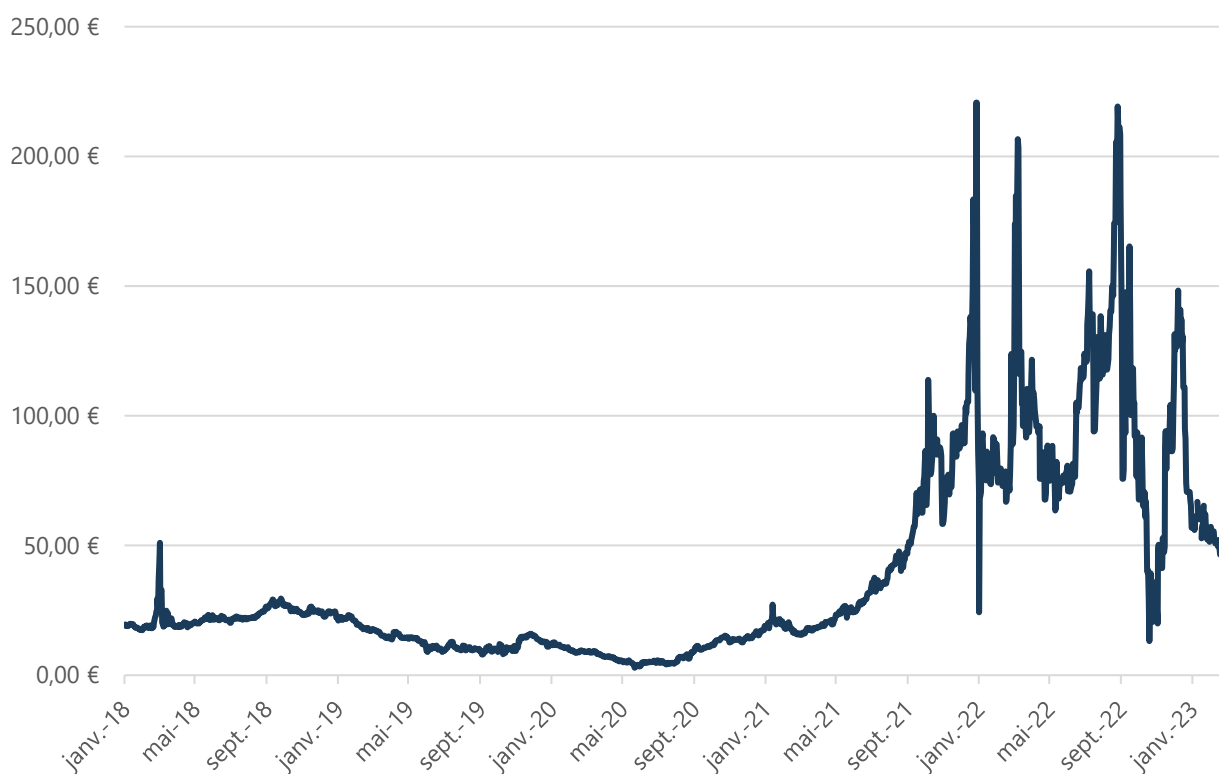


Figure 12 : Evolution du prix de la molécule de gaz (PEG end of day) depuis janvier 2018

2.5.2.2 Positionnement par rapport à d'autres réseaux de chaleur (enquête AMORCE)

D'après l'étude menée par l'AMORCE et l'ADEME sur les prix de vente de la chaleur en 2021, le prix moyen du MWh vendu par les réseaux gaz naturel avec cogénération en France est de 88,8 €/HT/MWh. Un calcul similaire du coût de la chaleur est effectué pour tenir compte de l'énergie majoritaire utilisée par le réseau de chaleur et donner le graphique suivant :

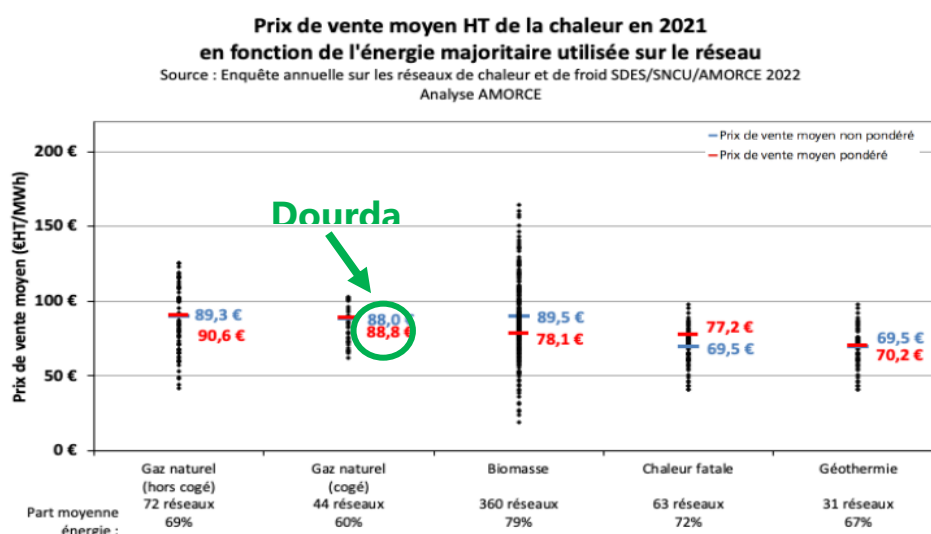


Figure 13 : Positionnement du réseau de Dourdan par rapport à d'autres réseaux de chaleur

Il apparait que le prix de la chaleur vendue en 2021 est de 88,88 €HT/MWh sur le réseau de chaleur de Dourdan, soit dans la moyenne nationale des prix de vente de chaleur pour des réseaux utilisant du gaz naturel avec cogénération comme énergie majoritaire comme on peut le voir sur la figure ci-dessus.

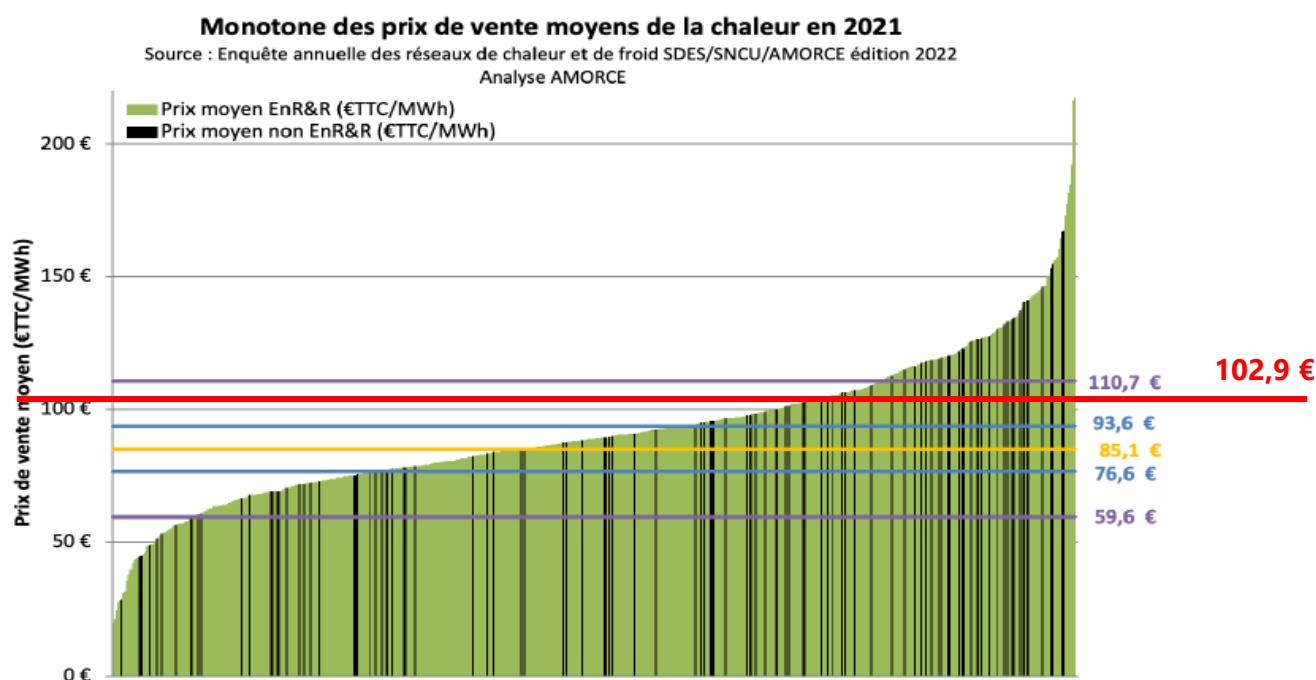


Figure 6 : Monotone des prix de vente TTC

Figure 14 : Positionnement du réseau de Dourdan par rapport à la moyenne nationale

Cependant, en ramenant le prix de la chaleur en €TTC/MWh sur 2021, soit un coût du MWh de 102,9 €TTC, on se trouve 21% au-dessus de la moyenne nationale (tous types de production confondus) représentée en jaune. Les valeurs bleues représentent les valeurs à + ou – 10% de la moyenne nationale tandis que les valeurs en violet représentent les valeurs à + ou – 30% de la moyenne des réseaux de chaleur français en 2021.

2.5.2.3 Coût au logement

Le coût moyen du MWh donne une indication, mais il est également intéressant de mesurer le coût de la chaleur pour un logement moyen.

Si on prend comme hypothèse un logement standard du réseau de Dourdan, soit :

- 9,56 MWh/logement/an
- 5,50 kW/souscrit/logement

Pour calculer la facture pour un logement, on applique le bouclier tarifaire. Le Gouvernement a annoncé en février 2022 l'élargissement du bouclier tarifaire mis en place en octobre 2021 pour les particuliers. Cet élargissement concerne les réseaux de chaleur et notamment le réseau de Dourdan.

Le Décret d'application de ce dispositif est le Décret 2022-514 du 9 avril 2022. Il prévoit une aide aux personnes physiques (collectivités ou entreprises non concernées) concernant les factures d'énergie entre novembre 2021 et 2023.

Le principe du bouclier est de plafonner le prix du gaz à son niveau d'octobre 2021. Ainsi, pour chaque mois entre novembre 2021 et 2023, si le prix du gaz mensuel est supérieur au prix d'octobre 2021, alors le différentiel est pris en charge par l'Etat. Pour les réseaux de chaleur, cette compensation s'applique uniquement sur le part gaz de la mixité.

Les aides du bouclier tarifaire sont séparées en plusieurs périodes. La première couvrant de novembre 2021 à février 2022, la deuxième de mars 2022 à juin 2022, la troisième de juillet 2022 à décembre 2022 et la quatrième de janvier 2023 à février 2023. Après février 2023, le réseau de Dourdan n'était plus éligible au bouclier tarifaire gaz. L'ensemble des aides perçues au cours de ces phases avec le bouclier tarifaire gaz ont été répercuté aux abonnés concernés, sous forme d'avoirs émis par le délégataire.

Seuls les logements sont éligibles à ce bouclier tarifaire gouvernemental. Ainsi, le groupe scolaire Regnard, le centre technique municipal et l'hôtel Belambra ne sont pas concernés par cette aide financière.

	Période	Exercice concerné	Montant bouclier tarifaire (€TTC)
Phase 1	Novembre 2021 – Février 2022	2021-2022	196 463,54
Phase 2	Mars 2022 – Juin 2022	2021-2022	89 925,70
Phase 3	Juillet 2022 – Décembre 2022	2022-2023	228 541,97
Phase 4	Janvier 2023 – Février 2023	2022-2023	45 595,73
TOTAL			560 526,94

Tableau 17 : Montants perçus avec le bouclier tarifaire gaz

On calcule la facture au logement et le coût de la chaleur pour un logement avant et après application du bouclier tarifaire gaz pour les 4 derniers exercices.

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Nombre de logements	732			
Consommations des logements (MWh)	6 823	7 676	6 996	5 929
Puissance souscrite des logements (kW)	4 037	4 037	4 032	4 027
Consommation d'un logement (MWh)	9,32	10,49	9,56	8,10
Puissance souscrite d'un logement (kW)	5,52	5,52	5,51	5,50
R1 unitaire avant BT (€TTC/MWh)	30,8	34,2	155,5	141,0
R2 unitaire avant BT (€TTC/kW)	45,1	45,4	45,9	47,7
Facture au logement avant BT (€TTC)	536	609	1 739	1 404
Coût du MWh avant BT pour un logement (€TTC/MWh)	57,5	58,1	181,9	173,3
Montant bouclier tarifaire (€TTC)	0	0	286 389	274 138
Facture au logement après BT (€TTC)	536	609	1 348	1 029
Coût du MWh avant BT pour un logement (€TTC/MWh)	57,5	58,1	141,0	127,1
Evolution de la facture avec BT	/	/	-22%	-27%

Tableau 18 : Facture au logement avant et après application du bouclier tarifaire

Le bouclier tarifaire gouvernemental a permis une diminution d'environ 25% de la facture moyenne d'un logement raccordé au réseau de Dourdan sur les deux derniers exercices.

2.5.2.4 Evolution des recettes électriques liées à la cogénération

L'analyse porte sur les ventes d'électricité à EDF sur la cogénération pour les saisons de chauffe 2019-2020, 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023 :

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Recettes électriques (€HT)	525 934	599 276	1 242 232	1 144 963
Quantité d'énergie vendue (MWh)	4 308	4 413	3 825	4 127
Prix de vente de l'électricité (€HT/MWh)	122,07	135,8	324,8	277,4

Tableau 19 : Evolution du prix de vente d'électricité moyen de la cogénération

La production d'électricité issue de la cogénération permet dans un premier temps de couvrir une partie des besoins électriques de la centrale de production de chaleur mais représente également un revenu conséquent de la DSP. Comme indiqué dans la partie 2.5.1.3, les recettes issues de la vente d'électricité représentent environ 48% du chiffre d'affaires annuel de la DSP.

2.5.2.5 Evolution des tarifs en lien avec l'avenant n°3

Comme on peut le constater dans le paragraphe ci-dessus, les recettes électriques sont fondamentales pour l'équilibre financier de la DSP.

Or le contrat d'obligation d'achat avec Electricité de France arrive à échéance le 31 octobre 2024.

En conséquence, IDEX et la ville ont prévu de nouvelles conditions tarifaires dans l'avenant 3 à la suite de l'arrêt de la cogénération à partir du 01 juillet 2024.

Voici les valeurs de base prévues par l'avenant n°3 :

Energie livrée en sous-station (€HT/MWh)		
Période	01/01/2023 au 30/06/2024	01/07/2024 au 30/06/2025
R1gaz	47,43	47,43
R1cogénération	12,06	-
R1biométhane	55,53	55,53
R1	36,84	51,57
Abonnement réseau de chaleur (€HT/kW)		
Période	01/01/2023 au 30/06/2024	01/07/2024 au 30/06/2025
R21	2,063	2,063
R22	5,133	5,133
R23	7,413	7,413
R24	27,393	-
R2	42,00	14,61

A noter que les montants ci-dessus sont en date de valeur du 1^{er} janvier 2015.

En date de valeur au 1^{er} janvier 2015, l'avenant n°3 prévoit une hausse du tarif R1 de +40% en juillet 2024.

En parallèle, l'avenant n°3 prévoit une baisse du tarif R2 de -65% en juillet 2024 : cette baisse étant rendue possible du fait du prolongement de 1 an de la DSP, et de l'amortissement des travaux de premiers établissement au 30/06/2023.

Estimation du coût moyen résultant de la chaleur, avec comme hypothèse 6182 kW souscrit et 9500 MWh/an :

Du 01/01/2023 au 30/06/2024 68,7 €TTC/MWh en date de valeur de l'avenant 3

Du 01/07/2024 au 30/06/2025 64,4 €TTC/MWh en date de valeur de l'avenant 3

En conséquence, en date de valeur du 1^{er} janvier 2015, on peut estimer une baisse de -6% du coût moyen de la chaleur, grâce à la prolongation d'un an de la DSP sans investissement.

Si le terme r24 n'avait pas été nul en juillet 2024, alors le coût moyen de la chaleur aurait augmenté de 21% pour les abonnés (en date de valeur de l'avenant).

POUR LA PROCHAINE DSP

Les installations de cogénération pourraient fonctionner sur le marché libre.

Les gains éventuels associés pourraient être alors en partie reverser aux abonnés, comme un « bonus ».

D'ailleurs, pour la fin de la DSP actuelle, il convient de suivre ce fonctionnement sur le marché libre (lequel est prévu dans l'avenant 3).

2.5.3 Equilibre économique du réseau

Le compte d'exploitation correspondant au réseau de chaleur de Dourdan se présente de la façon suivante :

Les recettes : ce poste comprend

- La vente de chaleur
- Les ventes d'électricité
- Les subventions, reprises amortissement, autres produits
- Les produits financiers et exceptionnels

Les charges : ce poste comprend

- Les charges liées à l'énergie P1
- Les charges d'exploitation (P2, P3, personnel, véhicule, eau)
- Les autres charges (dotation aux amortissements, dotation provision sur actif, assurances, impôts et taxes, charges financières et exceptionnelles)
- Les impôts sur bénéfices (après EBE)

Les redevances :

- Redevance domaniale :
En contrepartie des avantages tirés de l'utilisation du réseau de chaleur, le délégataire paye à la ville une redevance annuelle d'occupation du domaine public. Cette redevance est un montant forfaitaire et fixé à 10 000€.
- Redevance pour frais de gestion et de contrôle :
Le délégataire reverse également à la ville une redevance forfaitaire annuelle couvrant les frais de gestion et de contrôle d'un montant de 12 000€ sur les trois premières années d'exploitation, puis de 10 000€ indexés.
- Redevance de mise à disposition :
Le délégataire reverse également à la ville une redevance annuelle de mise à disposition des équipements de transport de chaleur pour un montant de 2 € par mètre linéaire de réseau, soit 6 252€.

Le bilan comptable du délégataire retrace les frais de fonctionnement et les frais d'investissement de chaque année.

Le chiffre d'affaires du délégataire sur les dernières saisons de chauffe est présenté dans le tableau ci-dessous :

	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
R1 (€HT) + recettes électriques	777 917	893 011	2 531 438	2 156 969
R2 (€HT)	266 199	267 626	270 865	280 556
Chiffre d'affaires (€HT)	1 044 116	1 160 637	2 802 303	2 437 525

Tableau 20 : Chiffre d'affaires du réseau de chaleur de Dourdan

Le tableau ci-dessous présente un récapitulatif des comptes d'exploitation (en €HT) des dernières saisons de chauffe.

En € HT	Réalisé	Réalisé	Réalisé	Réalisé
	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Vente chauffage + ECS (P1)	251 983	293 735	1 289 206	1 012 006
Recettes électriques (P1)	525 934	599 276	1 242 232	1 144 963
Autres Produits				
TOTAL R1	777 917	893 011	2 531 438	2 156 969
Chiffre d'affaires P2	48 659	49 469	51 835	58 771
Chiffre d'affaires P3	47 925	48 549	49 568	52 460
Chiffre d'affaires P4	169 614	169 608	169 462	169 326
TOTAL R2	266 199	267 626	270 865	280 557
Chiffre d'affaires P5 (travaux de levée de réserves)				14 350
Transfert de charges P5 d'Idex Energies vers Idex Territoires (travaux de levée de réserves)				
Autres produits				
Reprise de provisions GER (6)	9 845	3 525	10 897	19 117
TOTAL DES PRODUITS (1)	1 053 961	1 164 163	2 813 200	2 470 993
Gaz (P1)	566 269	588 469	2 048 378	1 699 561
Électricité (P2)	7 810	14 643	10 867	8 413
Eau (P2)	-2 828	0		
Sous total Achats	4 982	14 643	10 867	8 413
Travaux sous-traités	88 262	72 437	57 893	72 943
Entretien et réparations courantes				
Charges de Gros Entretien et Renouvellement (GER)	64 374	50 799	66 721	51 110
Primes d'assurances		4 072	1 357	
Outillage+ divers (frais de contrôle....)	6 774	2 486	5 954	11 699
Sous total services extérieurs	159 410	129 794	131 925	135 752
Frais de publicité, publications, relations publiques				674
Déplacements missions et réceptions				
Frais postaux et frais de télécommunication	497		1 593	918
Services bancaires				
Frais de structure	31 746	32 349	32 970	38 755
Sous total Autres services extérieurs	32 243	32 349	34 563	40 347
Contribution économique territoriale + Autres impôts	3 909	3 909	-7 108	484
Sous total Impôts et Taxes	3 909	3 909	-7 108	484
Rém.directes du personnel, salaires et avantages divers	79 997	81 087	81 774	83 215
Sous total Charges de personnels	79 997	81 087	81 774	83 215
Redevances versées à la Collectivité	31 617	29 742	29 483	42 174
Charges P5 liées aux travaux de levée de réserves	0	0	0	0
S/T charges hors amortissements et provisions (2)	878 427	879 993	2 329 883	2 009 946

Excédent Brut d'Exploitation (EBE) = (1) - (2) - (6)	165 688	280 645	472 420	441 930
Charges d'intérêts				
Autres charges financières				
Sous total charges financières (3)	0	0	0	0
Créances irrécouvrables				
Autres charges exceptionnelles				
Sous total charges exceptionnelles(4)	0	0	0	0
Dot. aux amts des immobilisations corporelles	264 318	222 124	212 467	212 467
Dot.aux amts des charges d'exploit. à répartir				
Dotations aux provisions pour GER	47 925	46 757	26 570	73 954
Dot.aux prov. pour dépréciations des créances				
Sous total dotations aux am. et aux prov. (5)	312 243	268 881	239 037	286 421
TOTAL DES CHARGES (2) + (3) + (4) + (5)	1 190 671	1 148 874	2 568 920	2 296 367
RÉSULTAT AVANT IMPÔT = EBE - (3) - (4) - (5) + (6)	-136 710	15 289	244 280	174 626

Tableau 21 : Compte d'exploitation du réseau de Dourdan

Sur les trois dernières saisons, le réseau de chaleur de la ville de Dourdan présente un compte équilibré et un résultat positif.

2.6 SYNTHÈSE DE L'AUDIT

		Réseau de Dourdan
Contractuel	Maître d'Ouvrage	Ville de Dourdan
	Mode de gestion	DSP
	Durée du contrat	9 + 1 ans
	Fin du contrat	30 juin 2025
	Exploitant Délégataire	IDEX TERRITOIRES
Technique	Production	Cogénération + Gaz + FOD
	Puissance thermique installée (MW)	12,4
	Puissance électrique installée (MW)	1,33
	Production EnR	Garantie d'Origine depuis janvier 2023
	Longueur réseau (ml)	3 126
	Rendement réseau	84%
	Appoint d'eau (m3/GWhlivré)	0,8
	Sous-stations	16
	Nombre d'équivalents logements alimentés	1 000
Energétique	Chaleur livrée (MWh)	9 550
	Densité (MWh/ml)	3,06
	Taux EnR&R	7%
	Contenu CO2 ACV (kg CO2/MWh)	285
Economique	Produits (k€)	1 876
	Charges (k€)	1 801
	Résultat net (k€)	75
	Coût de la chaleur (€HT/MWh)	105,8

Tableau 22 : Synthèse de l'audit

Forces	Faiblesses
• Installations de production récentes • Installations globalement en bon état et bien entretenues • Densité correcte • Rejets atmosphériques conformes • Peu de fuites	• Contenu CO2 élevé • Taux EnR faible • Rendement réseau faible • Aucun développement depuis le début de la DSP • Coût de la chaleur volatile dépendant du gaz

L'audit du réseau de chaleur de Dourdan met en évidence sa principale faiblesse, laquelle est la dépendance aux énergies fossiles. Celle-ci ayant pour conséquence une volatilité du coût de la chaleur.

Il faut néanmoins souligner que les installations sont globalement en bon état.

Dans la suite de l'étude, il conviendra d'évaluer les possibilités d'extension du réseau et son verdissement, tout en ayant comme objectif un coût de la chaleur acceptable et maîtrisé pour les usagers.

3 EVOLUTION DU RESEAU DE CHALEUR

3.1 EVOLUTIONS DU RESEAU ACTUEL

3.1.1 Questionnaire aux abonnés

Un questionnaire a été envoyé aux abonnés du réseau de Dourdan, soit 16 questionnaires envoyés. Ce questionnaire avait pour objectif de sonder le niveau de satisfaction des abonnés par rapport au réseau actuel mais également de récupérer des informations liées aux potentiels travaux de réhabilitation thermique prévus dans les prochaines années. 7 questionnaires nous ont été retournés. Les résultats de satisfaction sont les suivants :

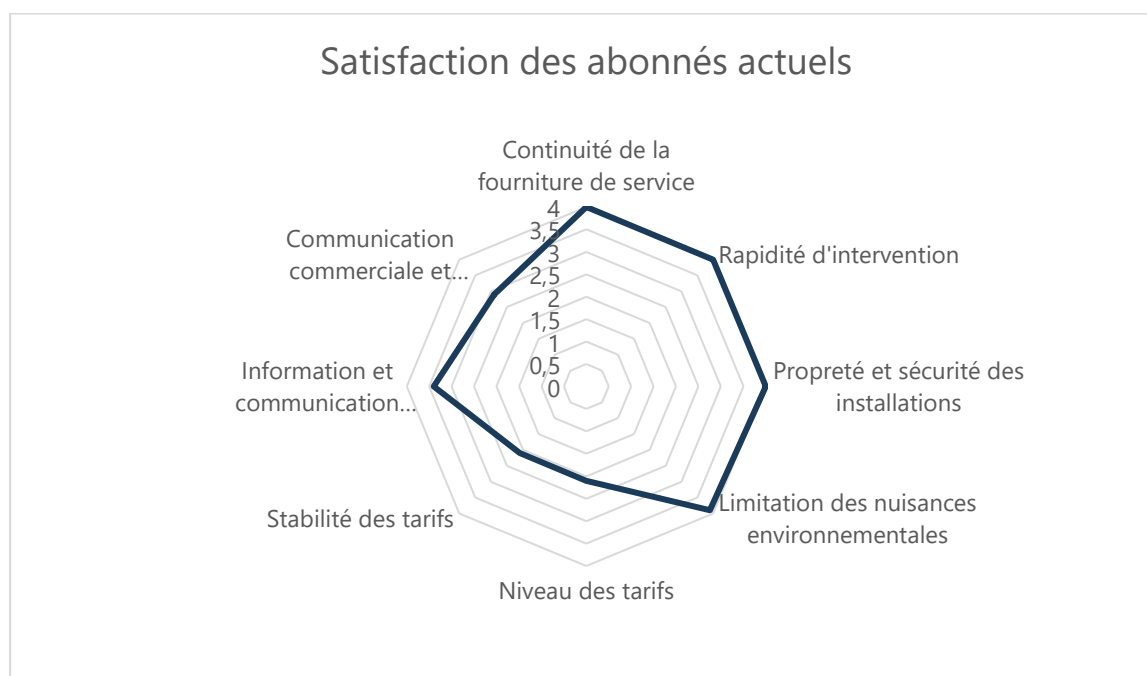


Figure 15 - Réponse au questionnaire de satisfaction

On peut voir que, globalement, les abonnés sont satisfaits de la gestion du réseau de chaleur par le délégataire actuel bien que mécontents du prix de la chaleur lié à la dépendance à la volatilité du gaz sur les dernières années.

En fonction des retours reçus pour les rénovations prévues, différentes hypothèses de réduction de consommations ont été prises pour certains abonnés :

- Groupe scolaire Regnard : Isolation Thermique par l'Extérieur prévue → réduction des consommations de chauffage considérée de 30 % ;
- Copropriétés Compostelle I et Orgemont : rénovations à l'étude → réduction des consommations de chauffage considérée de 10%.

3.1.2 Rigueur climatique

Les Degrés Jour Unifiés (DJU) correspondent à la différence de température entre la température extérieure et la température de 19°C (température intérieure des logements), multipliée par la durée de cette différence (en jours) et permettent donc de « chiffrer » la rigueur climatique. Il est donc important d'unifier les consommations de chaleur recensées sur un même DJU avant de les analyser. Pour ce faire, nous avons étudié la variation des DJU sur les différentes saisons d'exploitation depuis le début de la DSP. Les DJU enregistrés à la station météo de Paris Orly (utilisée pour Dourdan) ont diminué de **9%** entre le premier et le dernier exercice d'exploitation de la DSP (soit 8 ans). Les DJU de référence utilisés pour l'étude sont de 2 072, moyenne des 5 derniers exercices :

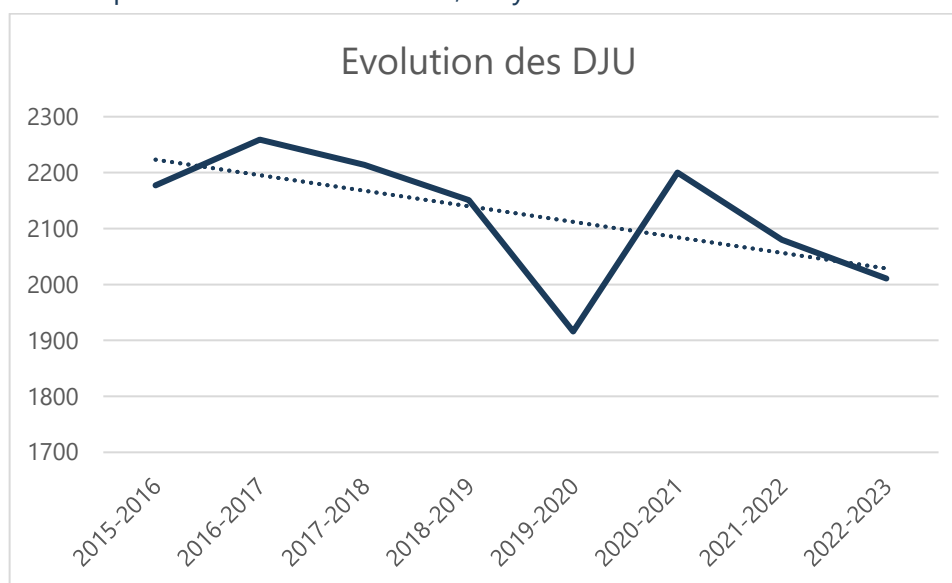


Figure 16 : Evolution des DJU au cours des 8 derniers exercices d'exploitation

En prenant en compte une base de **2 072 DJU en moyenne sur les 5 derniers exercices** pour les calculs, et une baisse similaire aux années précédentes, on peut prendre comme hypothèse que les DJU en **2030 seront d'environ 1 900, soit environ -8% par rapport à la moyenne des 5 derniers exercices**.

3.1.3 Projection des consommations en 2030

3.1.3.1 Perspectives d'évolution des consommations des abonnés existants

L'efficacité énergétique étant un enjeu majeur pour l'ensemble des maîtres d'ouvrages, le périmètre actuel des abonnés raccordés verra au cours des prochaines années ses consommations diminuer, hors toute cause extérieure, en raison de :

- Travaux de réhabilitation énergétique : isolation par l'extérieur, remplacement des menuiseries, ...
- Optimisation des consommations par un suivi plus poussé : réglage des régulations, suivi des températures
- Individualisation des frais de chauffage modifiant le comportement des usagers

L'analyse des consommations du patrimoine existant, ainsi qu'un benchmark des baisses estimées sur des réseaux de taille comparable ont permis d'établir les hypothèses suivantes pour l'évolution des consommations du périmètre raccordé d'ici 2030 sur les sites n'ayant pas répondu au questionnaire ou n'ayant pas indiqué de travaux particuliers.

Ces hypothèses sont relativement conservatrices et pourront être ajustées par la Ville, notamment en fonction de l'ambition des objectifs fixés aux PLU/PLUi :

	Hypothèses 2030	
	ECS	Chauffage
Logements existants	100%	-5%
Équipements publics	100%	-15%

Tableau 23 : Hypothèses de l'évolution des consommations à l'horizon 2030

A périmètre équivalent, l'application de ces hypothèses au patrimoine raccordé aux réseaux publics engendre une baisse prévisionnelle des consommations d'environ -9% à l'horizon 2030 dans le cas où aucune rénovation ne serait faite (la baisse serait donc due à la diminution des DJU explicitée précédemment), tandis qu'elle serait de -21% en considérant que l'ensemble des usagers réalisent des rénovations d'ici 2030 à partir des hypothèses ci-dessus.

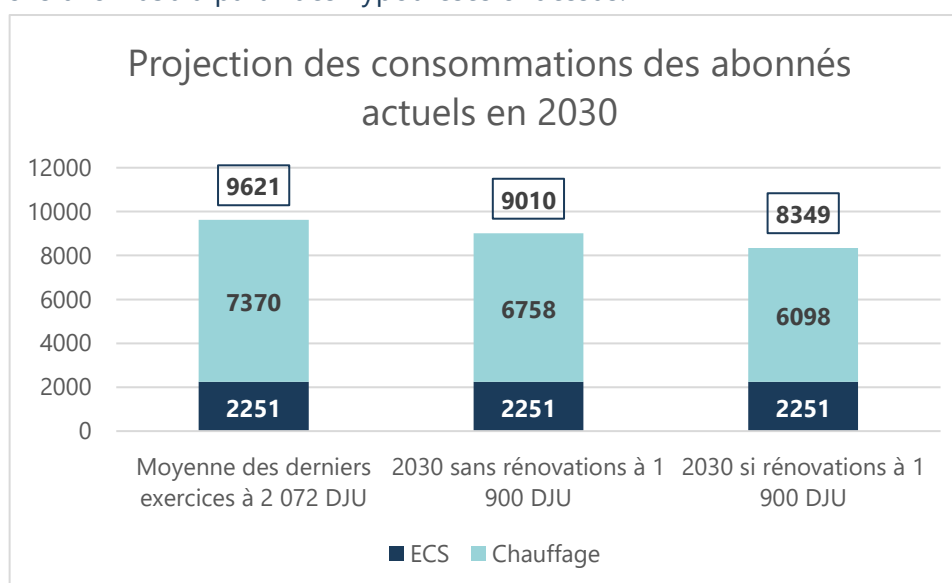


Figure 17 : Projection des consommations des abonnés actuels en 2030

3.2 EXTENSION POTENTIELLE

3.2.1 Méthodologie de la prospection

SERMET a procédé à un recensement des potentiels de développements envisageables sur le territoire de la Ville de Dourdan en utilisant les outils suivants :

- Etudes réalisées au cours des dernières années par SERMET sur le territoire
- Informations mises à disposition par la Ville

- Prospection Google Earth
- Prospection sur terrain
- Prises de contact avec certains prospects

Le recensement s'est basé principalement sur l'identification des prospects suivants :

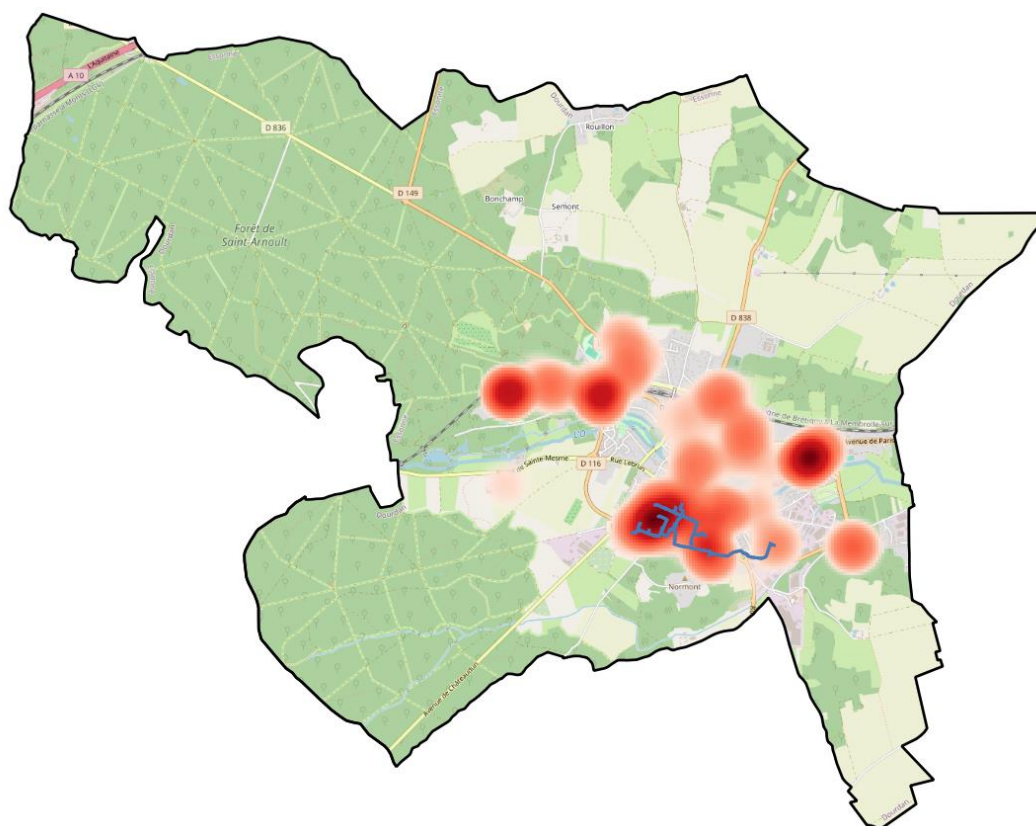
- Logements collectifs raccordés au gaz
- Etablissements de santé (Hôpital, clinique, EHPAD, ...)
- Equipements publics

3.2.2 Carte de chaleur

Les besoins de chaleur supplémentaires recensés sur l'ensemble du périmètre de la Ville sont estimés à **16,5 GWh** (à l'horizon 2030) répartis sur **51 sites**. Cette valeur a été consolidée par un travail cartographique approfondi afin d'être le plus exhaustif possible sur les potentiels raccordements.

La carte de chaleur suivante présente la localisation des sites pour lesquels ces consommations ont été identifiées. Elle permet également de distinguer les zones de consommation les plus denses. Les points les plus sombres présentent des besoins de chaleur plus importants.

Les sites présentés sur la carte sont de différents usages : enseignement, logement, équipement public ainsi que tertiaire.



du tracé du réseau et des longueurs à créer a été opéré. Ces optimisations permettent d'améliorer les investissements à réaliser et les pertes du réseau de chaleur.

3.2.3 Besoins énergétiques recensés par catégorie

En fin de cette étude, le potentiel identifié sur le territoire de la Ville de Dourdan à l'horizon 2030, soit à 1 900 de DJU et après prise en compte des hypothèses de réduction des consommations est d'environ 16,5 GWh, dont la répartition selon la typologie de prospect est la suivante :

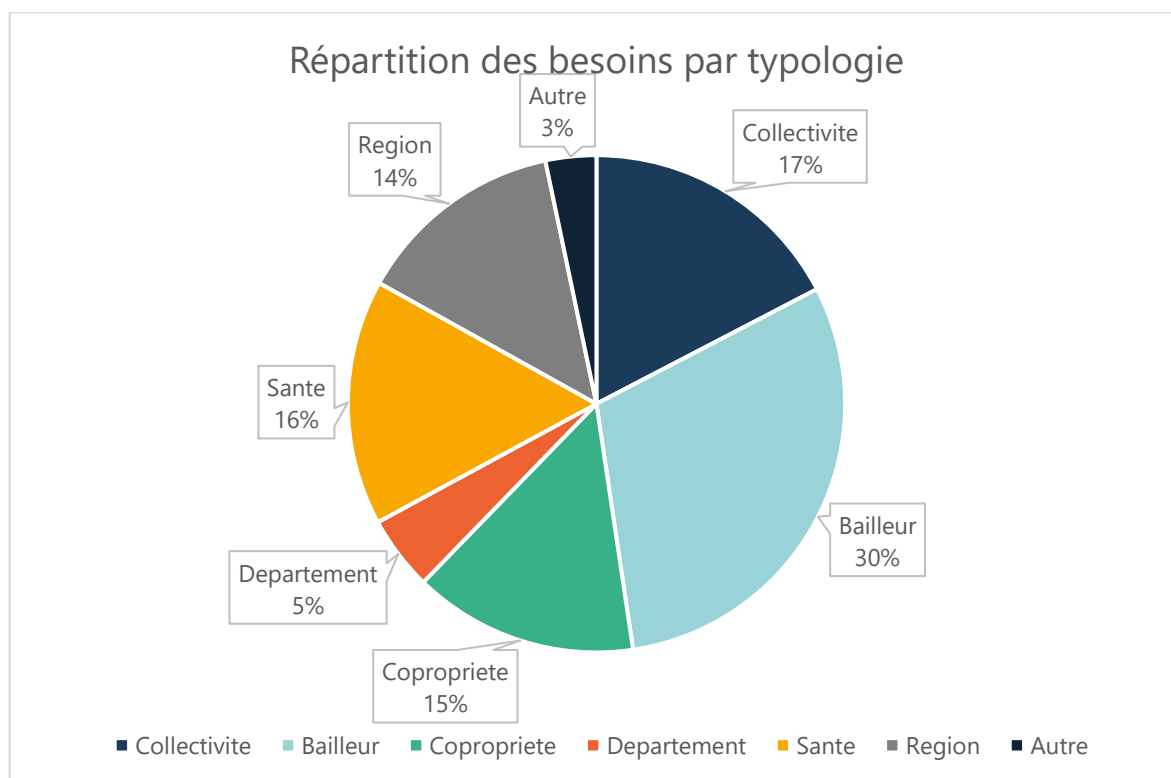


Figure 19 - Répartition des besoins par typologie à l'horizon 2030

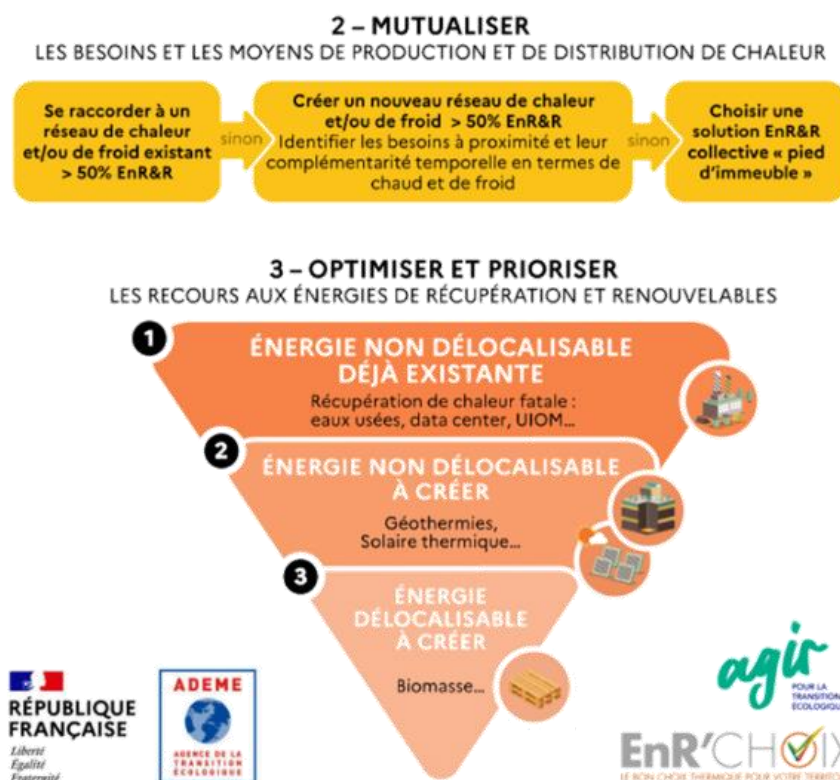
Les logements et projets de logements représentent environ 45% des prospects identifiés sur le territoire de la Ville.

4 ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR A PROXIMITE

4.1 DEMARCHE ENR'CHOIX

Dans le cadre de sa politique d'accompagnement énergétique auprès des différents acteurs du territoire Métropolitain (collectivités territoriales, aménageurs publics ou privés), l'ADEME a développé un outil méthodologique et d'information afin de guider les décideurs dans leurs orientations énergétiques. Cet outil d'aide à la décision a été baptisé EnR'Choix.

Il sera utilisé pour sélectionner les sources d'énergies renouvelables potentiellement valorisables sur le réseau de chaleur étudié.



4.2 INTERCONNEXION A UN RESEAU EXISTANT

Aucun autre réseau de chaleur existant ne se trouve à proximité de la Commune de Dourdan.

➔ **L'interconnexion à un réseau existant est exclue des sources ENR&R retenues pour l'étude.**

4.3 RECUPERATION DE LA CHALEUR FATALE

4.3.1 Principe

Suivant la définition de l'ADEME, « la chaleur fatale désigne la chaleur résiduelle issue d'un procédé dont l'objectif principal n'est pas la production de cette chaleur. Elle est considérée comme une énergie n'émettant pas de CO₂, puisqu'il s'agit d'une ressource qui est de toute façon produite puis rejetée sans valorisation ».

Cette chaleur, normalement dissipée et perdue, est alors valorisée sur un autre process, interne ou externe, et peut dans certaines conditions, être injectée sur un réseau de chaleur.

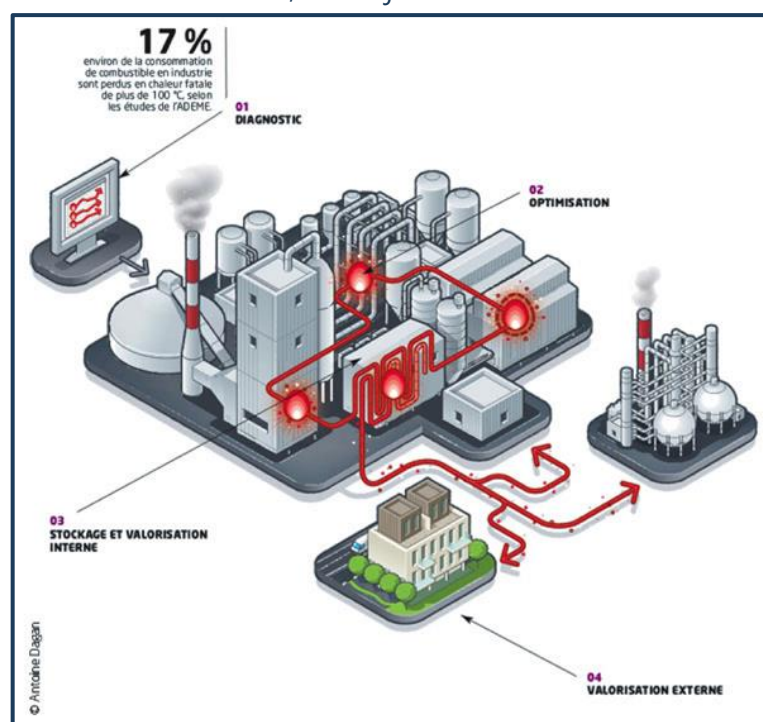


Figure 20 : Modalités de valorisation de la chaleur fatale. Source : Antoine Dagan

Les énergies de récupération sont des énergies dites « propres », existante et non délocalisable. Comme leur nom l'indique, valoriser les énergies de récupération consiste à récupérer de l'énergie qui, à défaut, serait perdue. La chaleur fatale peut être issue :

- De sites industriels tel que les raffineries, l'agro-alimentaire, la métallurgie, l'industrie automobile, la production d'électricité...
- D'Usine d'Incinération des Ordures Ménagères aussi appelée Unité de Valorisation Energétique des Déchets (UIOM/UVE/UVED),
- De Stations d'Épuration des Eaux Usées (STEP) et réseaux d'assainissement,
- De site équipé d'importants systèmes de climatisation et/ou de production de froid thermodynamique tel que les hôpitaux, les data centers, etc...

D'une manière globale, la récupération de chaleur fatale sera un domaine dont l'essor, dans les prochaines années, devrait être conséquent.

4.3.2 Ressources disponibles

Data Centers

Ces bâtiments sont des gros consommateurs d'énergie puisque approximativement 2,5 kW/m² sont nécessaires à leur bon fonctionnement. A titre de comparaison, un Data Center aussi grand qu'un terrain football consommerait autant d'électricité qu'une ville de 60 000 habitants.

Un Data Center nécessite d'être refroidi en permanence principalement via des groupes froids, qui consomment une grande quantité d'énergie (plus de la moitié de la consommation totale du centre). La chaleur dégagée par ces groupes froids est habituellement évacuée sous forme d'air chaud. Cette chaleur fatale peut donc être récupérée et valorisée sur un réseau de chaleur.

Les températures de rejets sont, en fonction de la technologie du Data Center, comprises entre 35°C (pour les plus anciens Data Center) et 60°C (pour les plus récents). Couplés à une pompe à chaleur, ces rejets peuvent permettre d'alimenter un réseau jusqu'à 75/80°C.

Aucun Data Center n'a été identifié sur la commune ou sur les communes limitrophes.

Industries

Le recensement de l'ADEME réalisé en 2015 fait aussi ressortir quatre sites industriels sur le territoire qui seraient capables de fournir de la chaleur fatale au réseau :

- Pressing Ecosec, blanchisserie professionnelle mais avec un gisement disponible quasi-nul ;
- Elotex Services, blanchisserie professionnelle qui a fermé depuis l'étude de l'ADEME ;
- Senior Calorstat SAS, industriel dont le gisement disponible est trop faible par rapport aux investissements à mettre en face pour récupérer sa chaleur fatale
- Akzo Nobel Powder Coatings, industriel avec un gisement plus intéressant. Une prise de contact avec le responsable HSE du site a été effectuée. De la récupération interne a déjà été mise en place depuis 2015. Selon lui, le gisement disponible restant est minime et peu intéressant.

Eaux usées

Les eaux usées sont des eaux polluées (effluents) constituées de toutes les eaux susceptibles de contaminer le milieu dans lequel elles seraient déversées ; elles sont issues de l'utilisation anthropique (artisanale, agricole, industrielle...). La température de ces eaux est relativement constante (entre 12 et 20°C) sur l'ensemble de l'année.

On parle d'eaux « grises » pour des eaux peu polluées d'origine domestique résultant de douches, de lavage de mains, de vaisselles ou les eaux pluviales. On parle d'eaux « noires » lorsque les matières qu'elles contiennent sont des substances plus polluantes.

Sur le territoire d'étude, le potentiel valorisable issue des eaux usées en sortie de bâtiment ou des collecteurs est quasi-nul.

➔ **La récupération de chaleur fatale est exclue des sources ENR&R retenues pour l'étude.**

4.4 GEOTHERMIE

4.4.1 Principe

La géothermie est l'exploitation de la chaleur de la terre grâce à un fluide, circulant dans une formation géologique ciblée (aquifère), dont on utilise les calories en fonction de la température, soit directement par un échangeur de chaleur, soit par transformation thermodynamique dans une pompe à chaleur ou une turbine, soit un mixte des différentes solutions. Cette ressource locale et non délocalisable présente un gradient géothermal de 3,3°C tous les 100 mètres de profondeur.

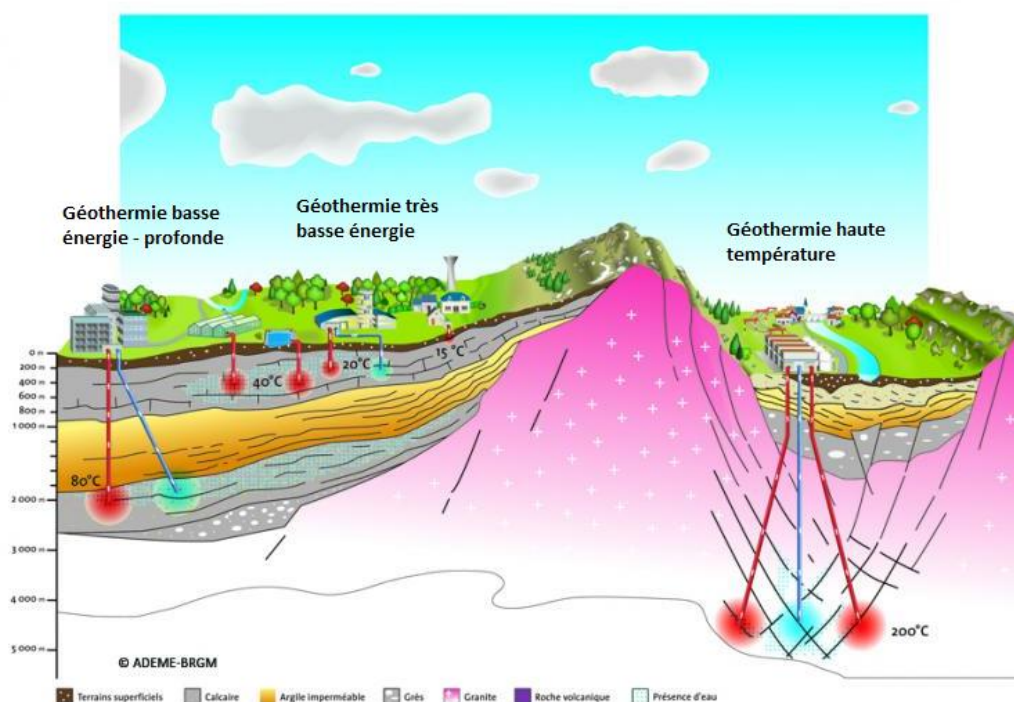


Figure 21 - Différents types de géothermie. Sources : ADEME et BRGM

Trois grands types de géothermie, reprises sur la figure précédente, existent :

- **La géothermie très basse énergie** (10 à 40 °C) et à faible profondeur. Cette énergie peut être soit utilisée directement pour les besoins de chaleur nécessitant de très faibles températures, soit couplée à une pompe à chaleur en vue d'utilisation à des températures plus élevées.
- **La géothermie basse énergie**, qui est habituellement utilisée dans le cadre du chauffage urbain,
- **La géothermie haute énergie**, dénommée profonde ci-dessus, permettant d'alimenter en vapeur des centrales de production d'électricité.

Quelle que soit la ressource géothermale utilisée, les contraintes environnementales ou réglementaires imposent l'exploitation géothermique des aquifères avec un doublet géothermique. Il s'agit de créer au minimum un puits de production et un puits de réinjection permettant de réintroduire la quantité de fluide extraite du puits de production dans son réservoir d'origine en vue de pérenniser la ressource.

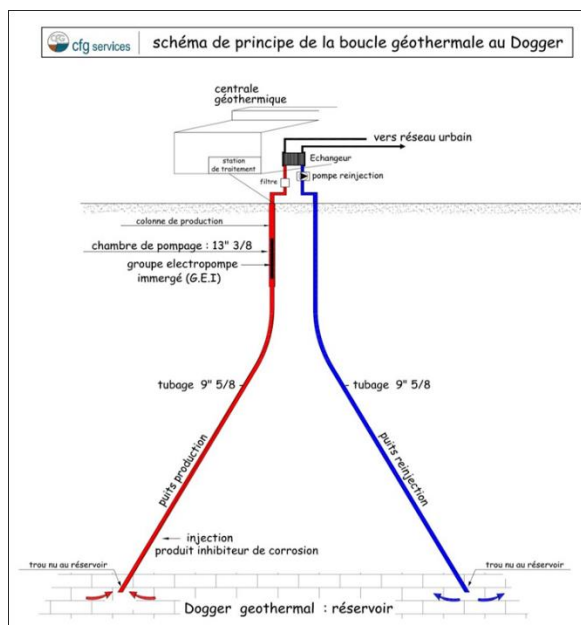


Figure 22 - Schéma de principe d'un doublet géothermique au Dogger (Source : CfG Services)

Le point de prélèvement dans le réservoir et le point de réinjection dans ce même réservoir doivent être suffisamment espacés, afin de ne pas dégrader, au cours de la durée d'exploitation, la température au puits de production par la venue d'une bulle froide en provenance du puits de réinjection (phénomène de percée thermique).

La boucle géothermale, c'est-à-dire de l'eau prélevée au sous-sol, est constituée :

- d'un puits de production dans lequel une pompe d'exhaure immergée assure le débit de production ;
- d'un système de prélèvement de chaleur (échangeur géothermique) ;
- d'une ou plusieurs pompes de réinjection pouvant pousser le fluide géothermique « froid » vers le puits de réinjection ;
- du puits de réinjection véhiculant le fluide « froid » dans l'aquifère.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie profonde (haute et basse énergie) a l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). Elle est de plus disponible 24h/24 toute l'année. C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la boucle géothermale, la centrale géothermique ou le réseau de distribution d'énergie. Les gisements géothermiques, en fonction de leur dimensionnement, ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (plus de 30 ans en moyenne).

4.4.2 Ressources disponibles

Le bureau d'études sous-sol CFG a été missionné afin d'identifier le potentiel géothermique sur le territoire. Les résultats de cette étude sont disponibles dans le rapport de CFG, fourni en Annexe 2.

4.4.2.1 Géothermie profonde

L'étude sous-sol indique que Dourdan se situe dans le sillon marneux, ce qui rend l'exploitation au dogger très peu favorable. Par ailleurs, l'étude sous-sol fait ressortir un potentiel faible en géothermie profonde sur l'aquifère du Trias.

De plus, les besoins recensés sur le territoire de la commune (cf chapitre 3.2) sont insuffisant pour justifier la création d'un doublet géothermique profond.

4.4.2.2 Géothermie superficielle

L'étude sous-sol menée par CFG a permis d'identifier un potentiel d'exploitation géothermique sur **l'aquifère de la Craie**.

L'aquifère de la Craie se trouve à une profondeur verticale d'environ 300 m/sol. En tête de puits, la température prévisionnelle sur le secteur se situe entre $12 \text{ et } 15^\circ\text{C} \pm 1^\circ\text{C}$.

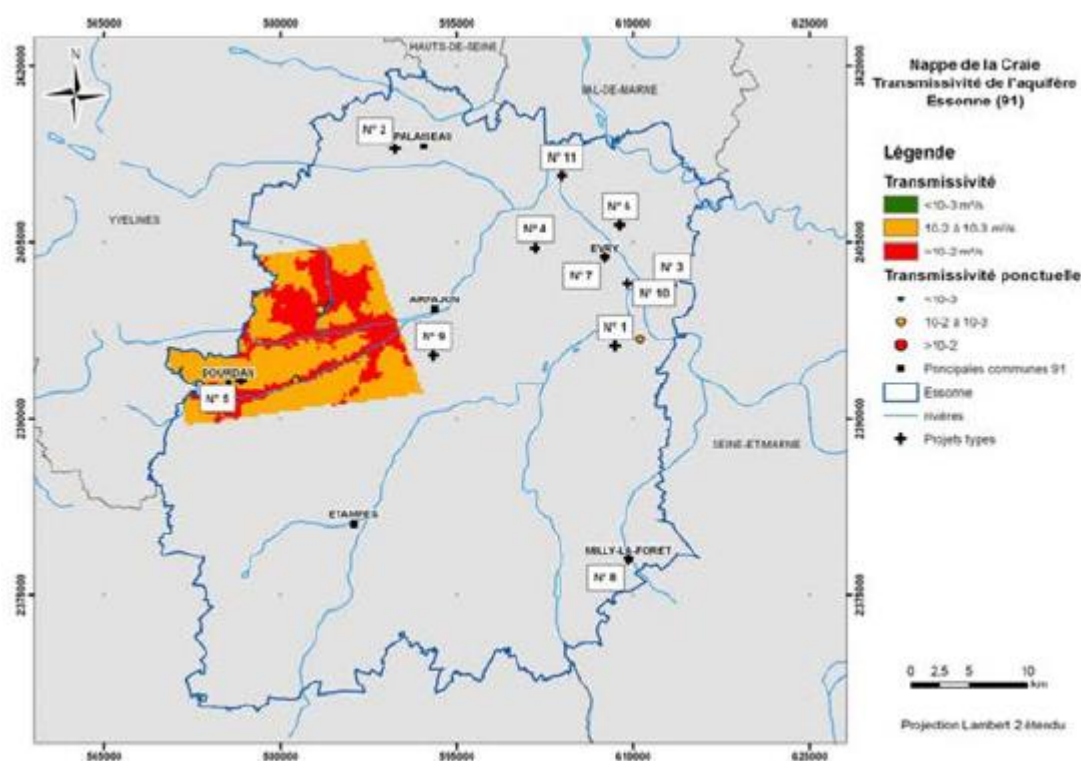


Figure 23 - Transmissivité de l'aquifère de la Craie

La puissance potentielle valorisable sur l'aquifère est estimée à 1MW. Afin de couvrir un maximum des besoins du réseau et de rehausser la température en sortie de géothermie à celle du réseau de chaleur, l'installation de pompe à chaleur sera nécessaire.

➔ **La solution géothermie superficielle sera donc étudiée dans le cadre de ce schéma directeur en production de base pour les différents scénarii.**

4.5 SOLAIRE THERMIQUE

L'énergie solaire thermique est la valorisation du rayonnement solaire sous forme de chaleur.

Les **installations solaires thermiques sur réseau de chaleur** sont des opérations qui ont d'abord vu le jour au Danemark et en Allemagne. Elles offrent une solution particulièrement adaptée pour couvrir les besoins en période estivale. Elles peuvent également constituer une première mutation pour des réseaux 100 % gaz. Dans certains pays, des opérations avec stockage inter saisonnier et relève par gaz ou pompe à chaleur permettent d'assurer plus de 60 % des besoins d'un réseau.

Ces installations se font avec des capteurs de grande dimension double vitrage ou à tube sous vide. Les dimensionnements les plus courants permettent de couvrir plus de 80 % des besoins de chaleur en période estivale.

4.5.1 Le niveau d'ensoleillement et l'impact sur la production de chaleur

La quantité de production de chaleur à partir de capteurs solaires est dépendante du niveau d'ensoleillement. Plus il est élevé et plus les capteurs solaires fourniront de l'énergie au réseau de chaleur.

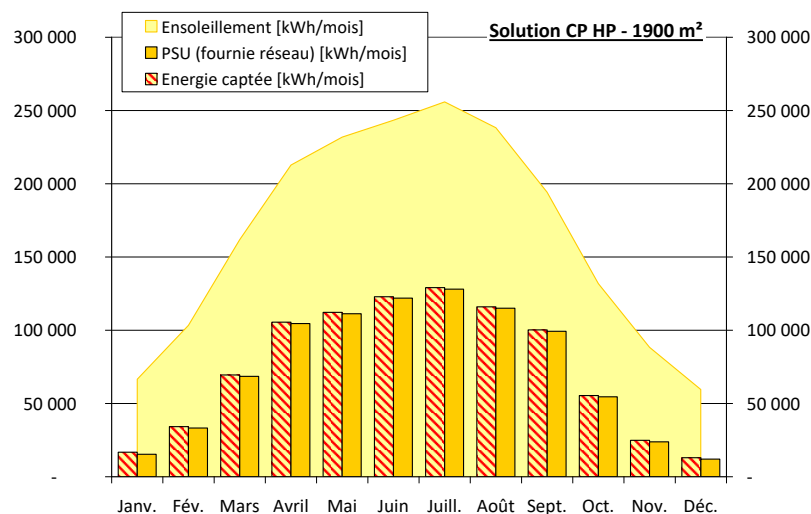


Figure 24 - Exemple d'histogramme de production de chaleur à partir de capteurs solaires en fonction de l'ensoleillement

En France, l'irradiation solaire directe varie entre 950kWh/m² et 2 000 kWh/m².



Figure 25 - Carte de France du niveau moyen d'irradiation solaire direct entre 1994 et 2018 [Source : SOLARGIS]

Dans le sud de l'Ile-de-France, l'irradiation solaire directe est d'environ 1 100 kWh/m².

L'utilisation de solaire thermique pourra donc être étudiée en complément d'une autre source d'EnR&R pour répondre aux besoins estivaux. Cependant, l'installation d'une centrale solaire thermique nécessite la mise à disposition d'une surface foncière importante, à proximité du réseau, non présente sur la commune.

➔ **L'utilisation du solaire thermique comme source EnR&R est exclue par manque de foncier disponible. De plus, la géothermie vient déjà assurer une grande partie des besoins hivernaux et la totalité des besoins estivaux. La chaleur solaire viendrait donc en compétition avec cette dernière, notamment en période estivale.**

4.6 BIOMASSE

La matière première de la filière biomasse provenant de sources vivantes, celle-ci répond donc à un certain cycle de vie. Pour que la ressource soit qualifiée de renouvelable, il ne faut pas que cette dernière soit surexploitée, ni que son exploitation bouleverse la biodiversité ou l'équilibre entre les différents usages des terres.

Cette énergie est donc considérée comme une énergie renouvelable à condition que les forêts bénéficient d'une gestion durable et que la somme des émissions de gaz à effet de serre liées aux transformations, aux transports et à la combustion puisse être absorbée lors de la croissance des

arbres. La biomasse s'appuie donc sur le cycle du carbone et la capacité métabolique des arbres à réaliser la photosynthèse.

Le principe de fonctionnement est simple mais impose des contraintes pour la livraison/stockage, pour le contrôle des émissions, pour le traitement des fumées ainsi que pour la récupération des cendres. Cette filière permet d'intégrer facilement une énergie renouvelable à l'ensemble des réseaux, qu'ils soient vapeur, eau surchauffée ou eau chaude.

Elle permet aussi une revalorisation des résidus cendreux issus de la combustion (en engrais) et même dans certains cas une revalorisation des fumées permettant ainsi un développement de l'économie locale avec l'apparition de nouveaux emplois.

Une fois livré, le combustible est stocké avant d'être inséré dans le foyer de la chaudière. Il subit alors différentes transformations lors du passage à travers les deux types d'échangeurs (radiatif et convectif) :

- L'eau contenue dans le combustible s'évapore grâce à la chaleur du foyer ;
- Une fois l'eau évaporée, ce sont les gaz combustibles volatils qui sont libérés par pyrolyse. Cette partie sera ensuite brûlée en phase gazeuse ;
- La fraction solide restante (résidus charbonneux) brûle vers l'aval du foyer, il ne reste alors plus que des cendres ;
- Un traitement des fumées d'effectue ensuite par un dépoussiéreur multicyclones, un filtre à manches traite alors les poussières restantes les plus fines.
- On distingue, selon les technologies et l'utilisation souhaitée, différents combustibles pour le chauffage au bois :
- Les produits connexes issus des industries du bois : sciures, copeaux, plaquettes et broyats, dosses, chutes de tronçonnage, éléments de charpentes, etc. ;
- Les produits en fin de vie : palettes ou autres éléments de bois. Ces éléments sont majoritairement issus de la grande distribution, d'industries, de déchetteries ou encore de plateformes de construction ;
- Les plaquettes forestières : obtenues à partir du broyage/déchiquetage de végétaux ligneux sur des peuplements n'ayant subi aucune transformation.

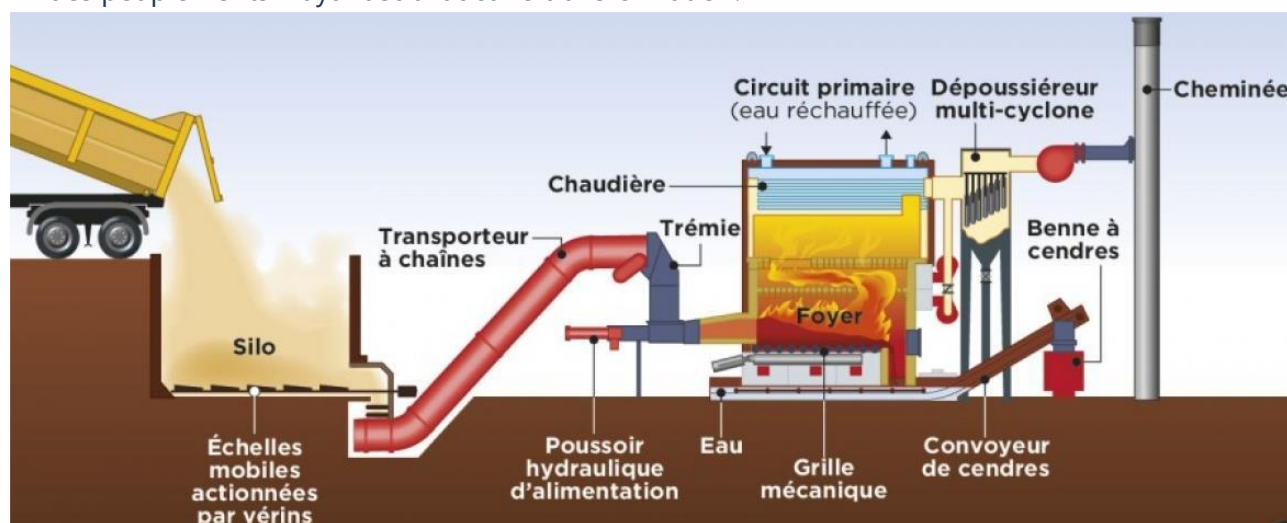


Figure 26 - Schéma de principe du fonctionnement d'une chaufferie biomasse (source : IDÉ)

- La solution biomasse sera donc étudiée dans le cadre de ce schéma directeur, en appoint de la géothermie, en fonction des besoins alimentés et du taux d'EnR envisagé

4.7 SYNTHÈSE DES SOURCES DE CHALEUR

Au vu des sources d'EnR disponibles sur le territoire et de leur pertinence à être mises en place sur ce périmètre, le réseau pourrait être alimenté par :



Figure 27 - Synthèse de la démarche EnR'Choix

5 CONCEPTION DU RESEAU

5.1 LE RESEAU DE DISTRIBUTION

5.1.1 Tracé du réseau

Les extensions du réseau de chaleur ont été tracées pour alimenter les principaux points de consommation identifiés et présentés précédemment. La longueur totale du réseau dans le cas d'une extension maximisée est de **9,1 km**.

Ce tracé a fait l'objet d'une analyse de densité par zone afin d'optimiser les longueurs de réseau et supprimer les branches très défavorables au réseau global. Cette approche a été réalisée en conservant un objectif de raccordement d'un maximum de bâtiments.

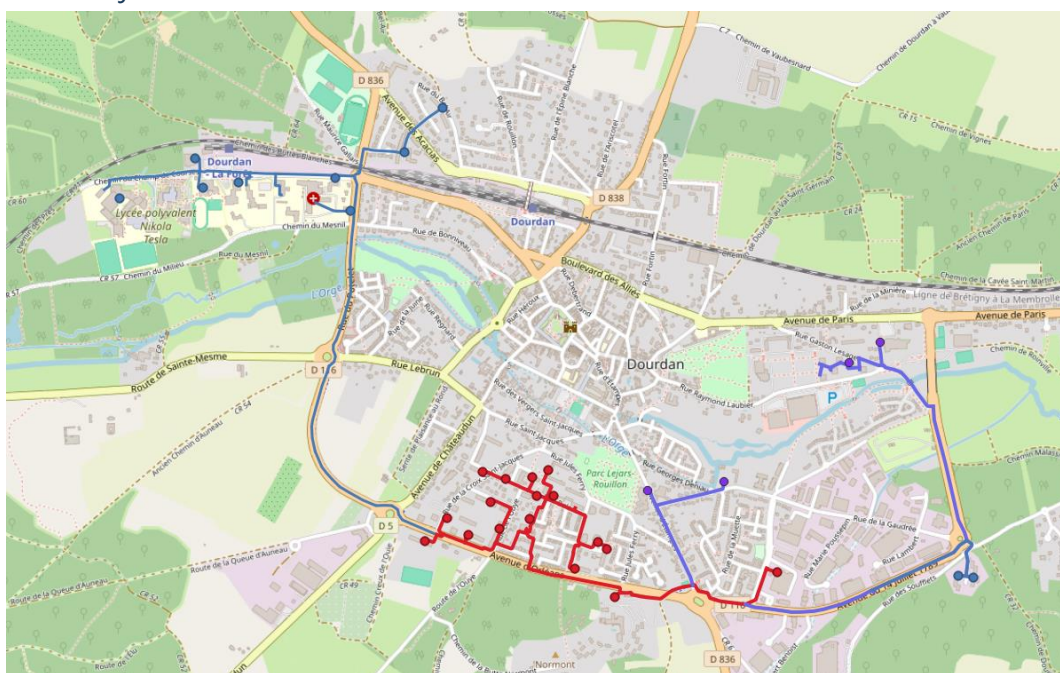


Figure 28 - Tracé maximal du réseau de chaleur

Le réseau sera réalisé en **canalisation acier pré-isolé** enterré disposant d'un Avis Technique du CSTB en cours de validité.

Le réseau de chaleur permettra d'alimenter tous les abonnés avec une température suffisante pour leurs besoins. En première approche, un **réseau de 90/60°C** sera prévu. La minimisation des températures de retour permettra de limiter les pertes dans le réseau et de favoriser l'usage de ressource géothermique.

5.1.2 Topographie du secteur

La topographie du territoire étudié présente des contraintes à prendre en compte pour le développement du réseau de chaleur avec notamment un point bas à 90 m d'altitude et point haut à 140 m d'altitude. La carte, ci-dessous, présente la topographie sur la Ville de Dourdan.

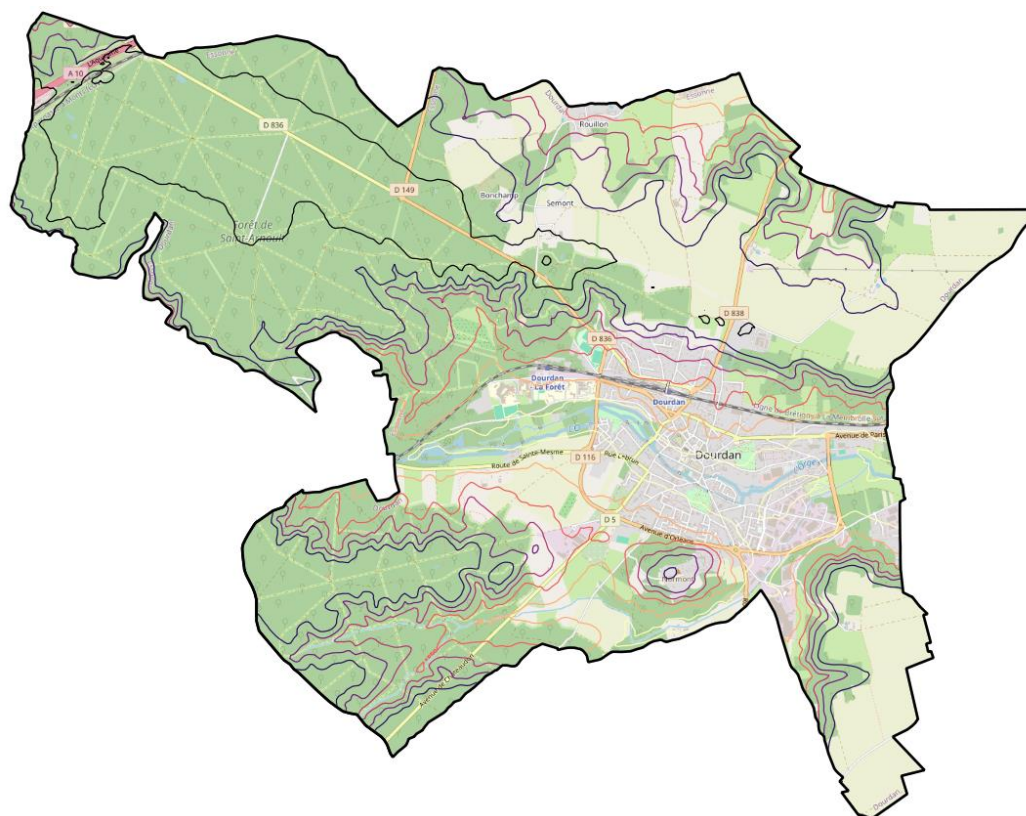


Figure 29 - Topographie du territoire

Sur cette carte, les lignes de niveau correspondent à une variation de 10m. Le dénivelé de 50 m sur le tracé du réseau, couplé à la longueur de ce dernier, ont pour conséquence certaines contraintes hydrauliques au niveau des équipements, notamment dans le cadre d'un développement vers la zone du Champ de Course. Afin de répondre à cette problématique, il est possible d'installer des sous-stations d'échange ou encore des pompes relais sur le réseau.

5.2 LES SOUS-STATIONS

Le réseau tel que défini permet de desservir **35 sous-stations** (16 sous-stations existantes + 19 sous-stations d'extension). Les points de raccordement considérés dans l'étude sont fournis dans un tableau fourni en Annexe 1.

Les sous-stations seront conçues afin de minimiser les températures de retour du réseau, avec notamment :

- Des **échangeurs de chaleur performants**, isolés et dimensionnés pour un **pincement** (différence de température primaire/secondaire) **de 2°C** ;
- Une régulation de chaque sous-station avec **vanne deux voies modulante** de 0 à 100% avec régulateur de pression différentielle ;
- Des **pompes de distribution réseau** avec variateur de fréquence et régulées sur le différentiel de pression départ/retour ;
- Des **échangeurs ECS séparés**, disposant de leur propre régulation, potentiellement montés en amont des **échangeurs de chauffage**.

5.2.1 Calcul des puissances appelées en sous-station

Afin de dimensionner les équipements, il a été nécessaire d'estimer les puissances appelées en sous-station. Pour cela, les formules utilisées sont :

$$P_{\text{chauffage appelée}} = \text{Consommation}_{\text{chauffage}} \times \frac{(T_{\text{non chauffage}} - T_{\text{extérieure de base}})}{(DJU_{\text{ref}} \times 24)}$$

Avec :

- $\text{Consommation}_{\text{chauffage}}$ = la consommation annuelle de chauffage en kWh
- $T_{\text{non chauffage}} = 18^{\circ}\text{C}$
- $T_{\text{extérieure de base}} = -7^{\circ}\text{C}$
- $DJU_{\text{ref}} = 2\,072 \text{ DJU}$

$$P_{\text{ECS appelée}} = \frac{\text{Consommation}_{\text{ECS}}}{\text{Nombre d'heures de fonctionnement par an}}$$

Avec :

- $\text{Consommation}_{\text{ECS}}$ = la consommation annuelle d'ECS en kWh
- Nombre d'heures de fonctionnement = 8 000 h pour les logements et 4 300 h pour les équipements publics

La puissance appelée totale est donc :

$$P_{\text{totale appelée}} = P_{\text{chauffage appelée}} + P_{\text{ECS appelée}}$$

Avec ces formules, il a été déterminé les puissances appelées de chaque abonné retenu pour obtenir une estimation de la puissance appelée maximale d'environ 8,2 MW.

5.3 IMPLANTATION DES CHAUFFERIES

5.3.1 Terrains identifiés

Une des principales problématiques relative à la création d'un réseau de chaleur sur la Ville concerne le foncier disponible pour une centrale de production de chaleur EnR. En effet, la chaufferie gaz actuelle pourra être conservée pour l'appoint/secours gaz mais la surface n'est pas suffisante pour y

intégrer une source EnR. Après échange avec la collectivité, il a été indiqué que le nombre de terrains disponibles à proximité du réseau actuel était limité.

Un foncier est en cours d'identification à proximité du réseau existant.

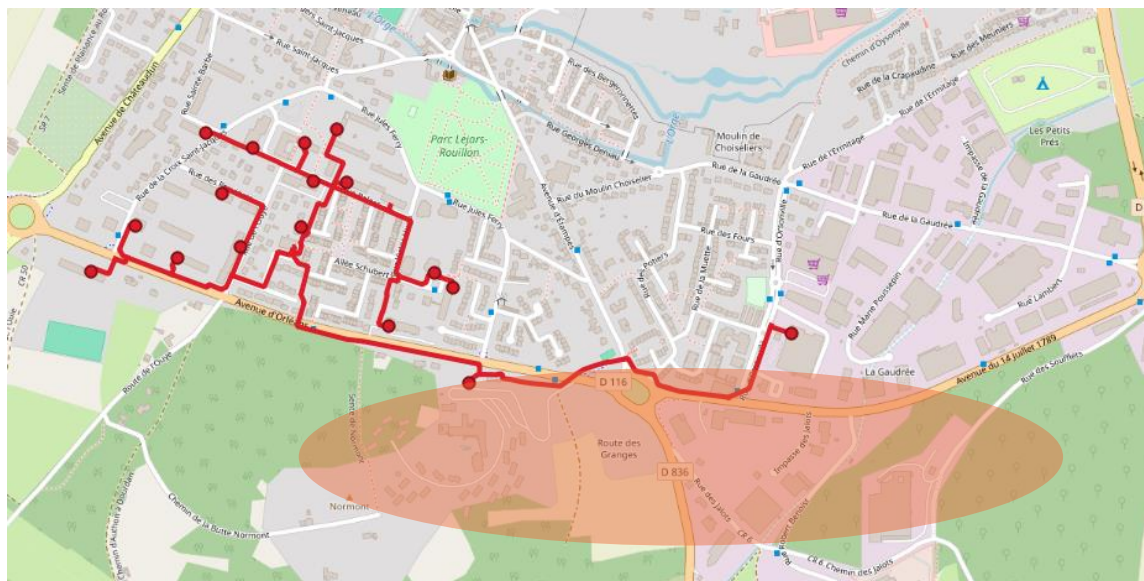


Figure 30 - Zone de recherche pour la centrale EnR

➔ **Le choix de parcelle n'est pour le moment pas arrêté. L'étude a été poursuivie en prenant comme hypothèse une future chaufferie à quelques centaines de mètres du réseau existant**

5.3.2 Mise à disposition de chaufferies

Comme indiqué précédemment, la chaufferie gaz Allée Brahms qui accueille la chaufferie gaz alimentant le réseau existant sera conservée dans les scénarii afin de réaliser l'appoint et le secours gaz à partir des équipements actuels.

6 PRESENTATION DES SCENARII

Dans le cadre de la présente étude, quatre grands scénarii ont été définis en fonction des secteurs desservis par les extensions. L'alimentation EnR des scénarios se fait majoritairement par géothermie superficielle + PAC avec de la biomasse pour compléter et atteindre les objectifs EnR :

- Un **scénario 1**, qui prévoit d'alimenter le réseau existant sans extension, avec variante référence gaz (réseau actuel) et référence EnR (production EnR sans biomasse) ;
- Un **scénario 2**, qui prévoit d'alimenter le réseau existant ainsi qu'une extension vers l'Est ;
- Un **scénario 3**, qui prévoit d'alimenter le réseau existant ainsi qu'une extension vers le Nord-Ouest ;

- Un **scénario 4**, qui prévoit d'alimenter le réseau existant ainsi que les extensions des scénarios 2 et 3.

Nom	Besoins 2030 (MWh)	Scénario 1 et références	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Réseau existant	8 413	X	X	X	X
Lycée Nikola Tesla	2 247			X	X
Gymnase Nicolas Billiault	186			X	X
Gymnase Lino Ventura	179			X	X
Collège Condorcet	585			X	X
Centre hospitalier	1 703			X	X
Projet 150 lgts hôpital	498			X	X
Les Tiliass	632			X	X
Les Acacias	345			X	X
Les Girandières	1 015		X		X
Projet Batigère 90 lgts	299		X		X
ADOMA	547		X	X	X
Résidence Petits Prés	460		X	X	X
Hudolia	1 118		X		X
Résidence du Parc	2 240		X (6 sst)		X (6 sst)

Tableau 24 - Bâtiments raccordés selon le scénario

6.1 REFERENCE : RESEAU EXISTANT

6.1.1 Référence gaz

Pour ce scénario, aucune extension n'est envisagée. Le réseau alimentera donc les 16 points de livraison actuels sur environ 3,1 km de réseau.

Aucun travaux sur la production n'est envisagé : la production resterait sur une alimentation 100% gaz.

➔ Ce scénario est un scénario de référence. Il s'agit d'un point de comparaison pour les scénarii étudiés.

Le réseau permettra d'assurer **8,3 GWh** de besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire à l'horizon de 2030, avec une densité de **2,7 MWh/ml**.

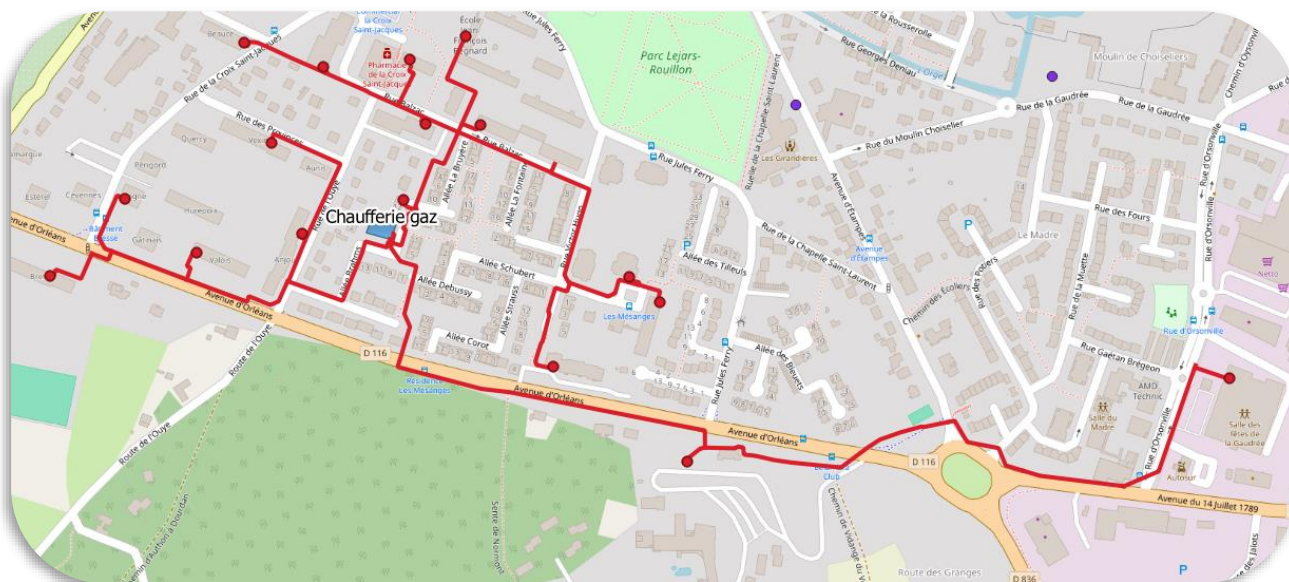


Figure 31 - Tracé du réseau - Référence gaz

6.1.1.1 Bilan énergétique

Dans ce scénario de référence, la chaufferie gaz fonctionne toute l'année et assure les besoins de chaleur en hiver et en été.

Production

La puissance gaz nécessaire pour alimenter l'intégralité des besoins à l'horizon 2030 est de 5,1 MW. La chaufferie actuelle est donc suffisante et il n'est pas nécessaire d'installer de nouvelles chaudières.

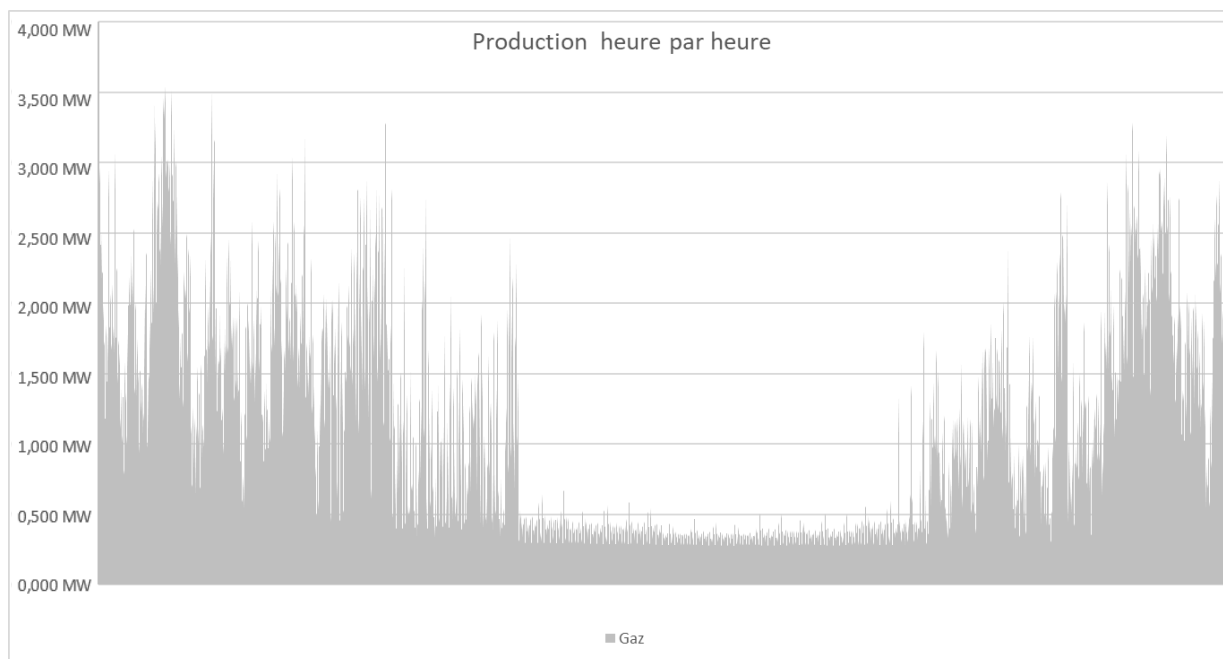


Figure 33 - Monotone de production - Référence gaz

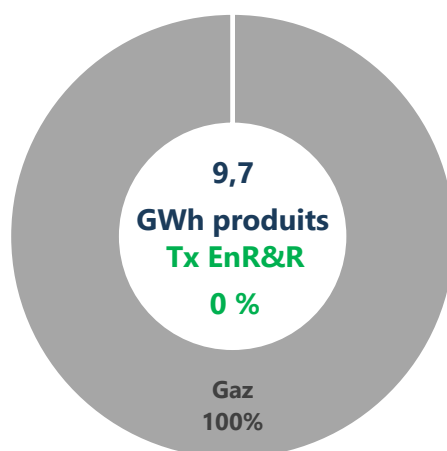


Figure 32 - Mixité énergétique de la référence gaz

6.1.2 Référence EnR

Pour ce scénario, aucune extension n'est envisagée. Le réseau alimentera donc les 16 points de livraison actuels sur environ 3,6 km de réseau. Avec la mise en place d'un doublet géothermique superficielle de l'Aquifère de la Craie et l'installation de pompes à chaleur appointées par la chaufferie gaz, le taux d'EnR serait d'environ 56%.

- ➔ En première approche, nous n'avons pas tenu compte de subventions fonds chaleur pour ce scénario de référence, bien que des systèmes de production seuls puissent être subventionnés par l'ADEME, en raison d'un taux d'EnR inférieur au taux habituellement requis.

De plus, nous avons considéré que, dans le cas de Dourdan où il y a un potentiel d'extension, l'ADEME ne favoriserait pas un scénario sans extension.

Le réseau permettra d'assurer **8,3 GWh** de besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire à l'horizon de 2030, avec une densité de **2,3 MWh/ml**.

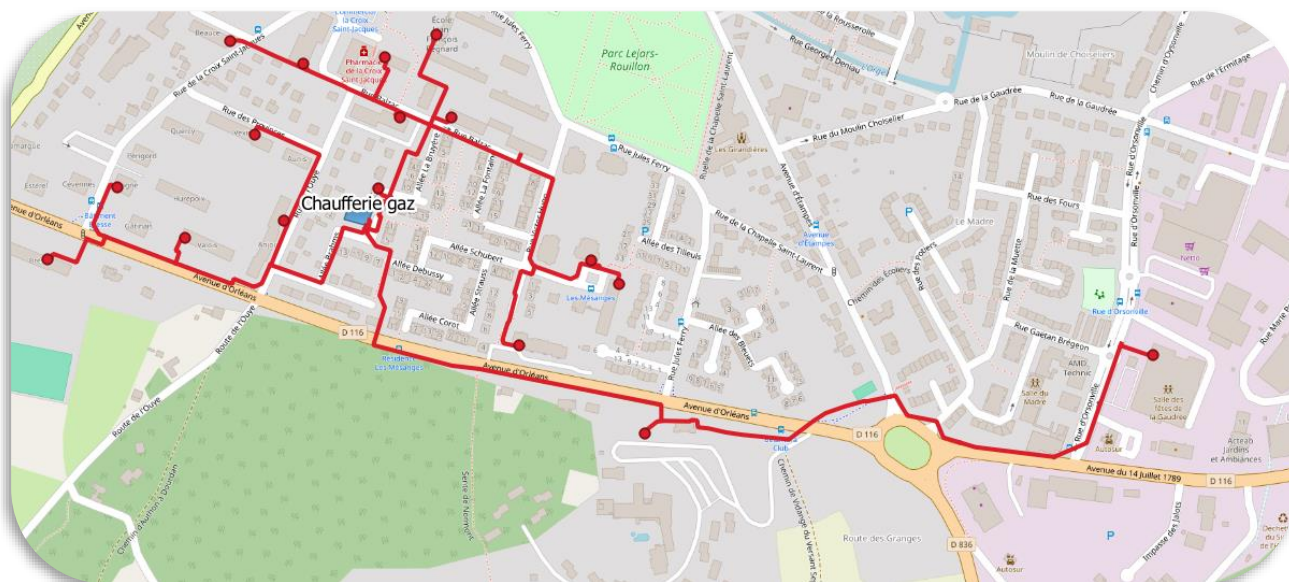


Figure 34 - Tracé du réseau - Référence EnR

6.1.2.1 Bilan énergétique

Dans ce scénario de référence EnR, la géothermie renforcée par des PAC fonctionne toute l'année et assure les besoins de chaleur en hiver et en été. Le complément de production (pointe) et le secours est assuré par des chaudières gaz.

Production

Géothermie :

- Débit maximal : 125 m³/h (débit moyen à partir des données indiquées par l'étude CFG en annexe)
- Température en tête de puits : 15 °C (Température du réservoir indiquée par l'étude CFG en annexe)
- Température de réinjection : 8 °C

PAC :

- Puissance : 1,3 MW
- Température départ : 70 °C

Gaz – Appoint/secours :

- Puissance installée en chaufferie : 5,2 MW (puissance de la chaufferie actuelle suffisante)

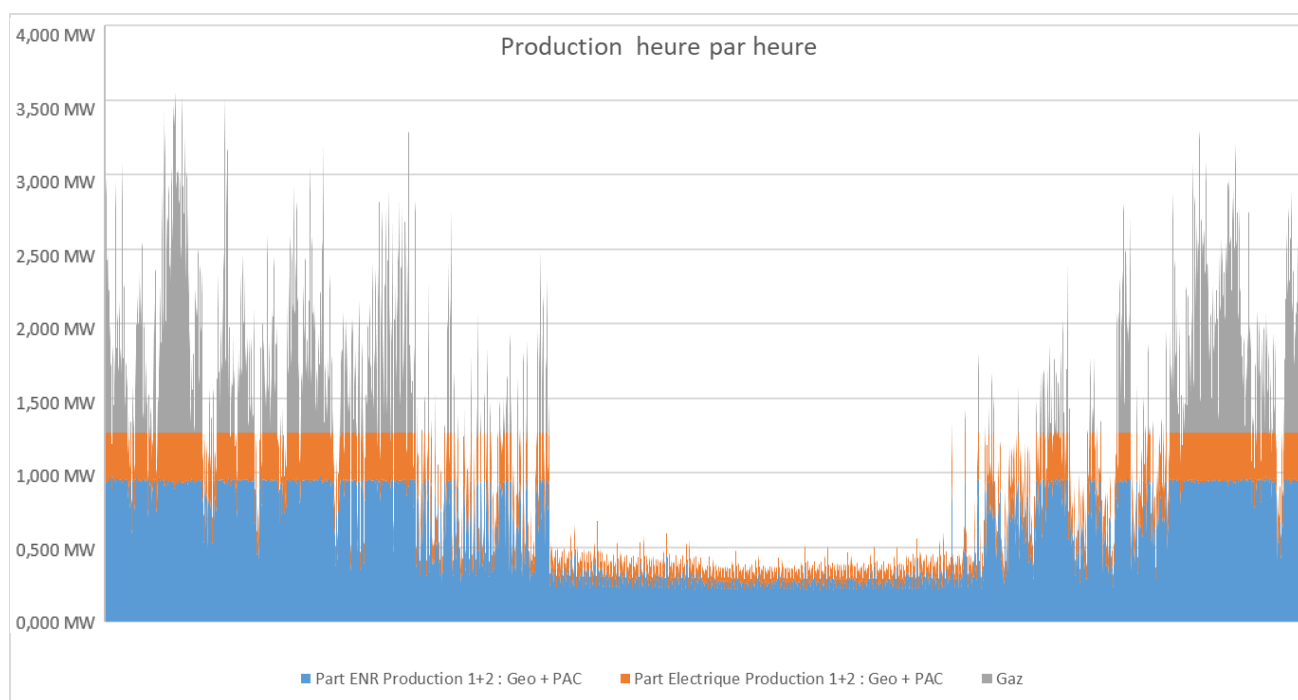


Figure 36 - Monotone de production - Référence EnR

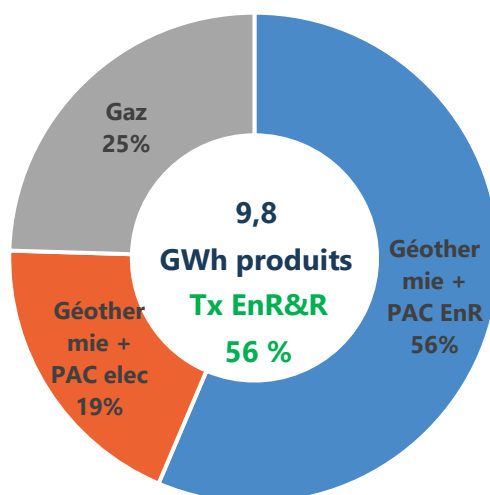


Figure 37 - Mixité énergétique - Référence EnR

6.2 SCENARIO 1 : RESEAU EXISTANT

Pour ce scénario, aucune extension n'est envisagée. Le réseau alimentera donc les 16 points de livraison actuels sur environ 3,6 km de réseau. Avec la mise en place d'un doublet géothermique

superficielle de l'Aquifère de la Craie et l'installation de pompes à chaleur ainsi que l'installation d'une chaufferie biomasse appointées par la chaufferie gaz, le taux d'EnR serait d'environ 72%.

➔ Ce qui permettrait au réseau d'être subventionnable par l'ADEME.

Le réseau permettra d'assurer **8,3 GWh** de besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire à l'horizon de 2030, avec une densité de **2,3 MWh/ml**.

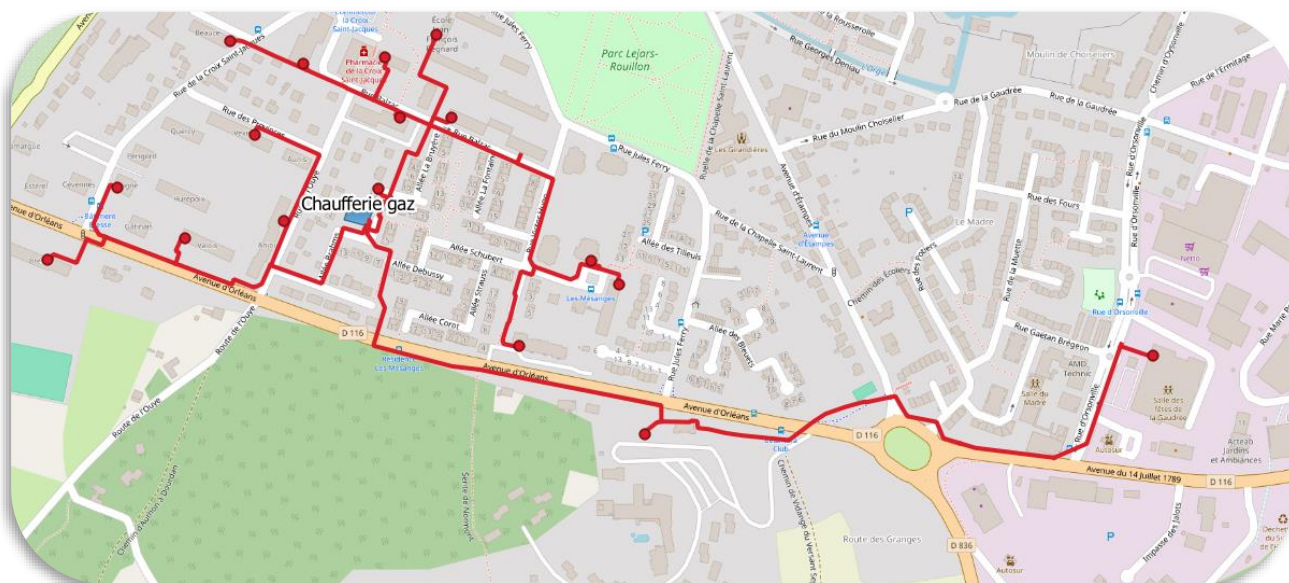


Figure 38 - Tracé du réseau - Scénario 1

6.2.1.1 Bilan énergétique

Dans ce scénario, la géothermie renforcée par des PAC fonctionne toute l'année et assure les besoins de chaleur en hiver et en été. Un complément d'EnR avec la biomasse est réalisé sur la période hivernale. Le complément de production (pointe) et le secours est assuré par des chaudières gaz.

Production

Géothermie :

- Débit maximal : 125 m³/h (débit moyen à partir des données indiquées par l'étude CFG en annexe)
- Température en tête de puits : 15 °C (Température du réservoir indiquée par l'étude CFG en annexe)
- Température de réinjection : 8 °C

PAC :

- Puissance : 1,3 MW

- Température départ : 70 °C

Biomasse :

- Puissance : 0,6 MW

Gaz – Appoint/secours :

- Puissance installée en chaufferie : 5,2 MW (puissance de la chaufferie actuelle suffisante)

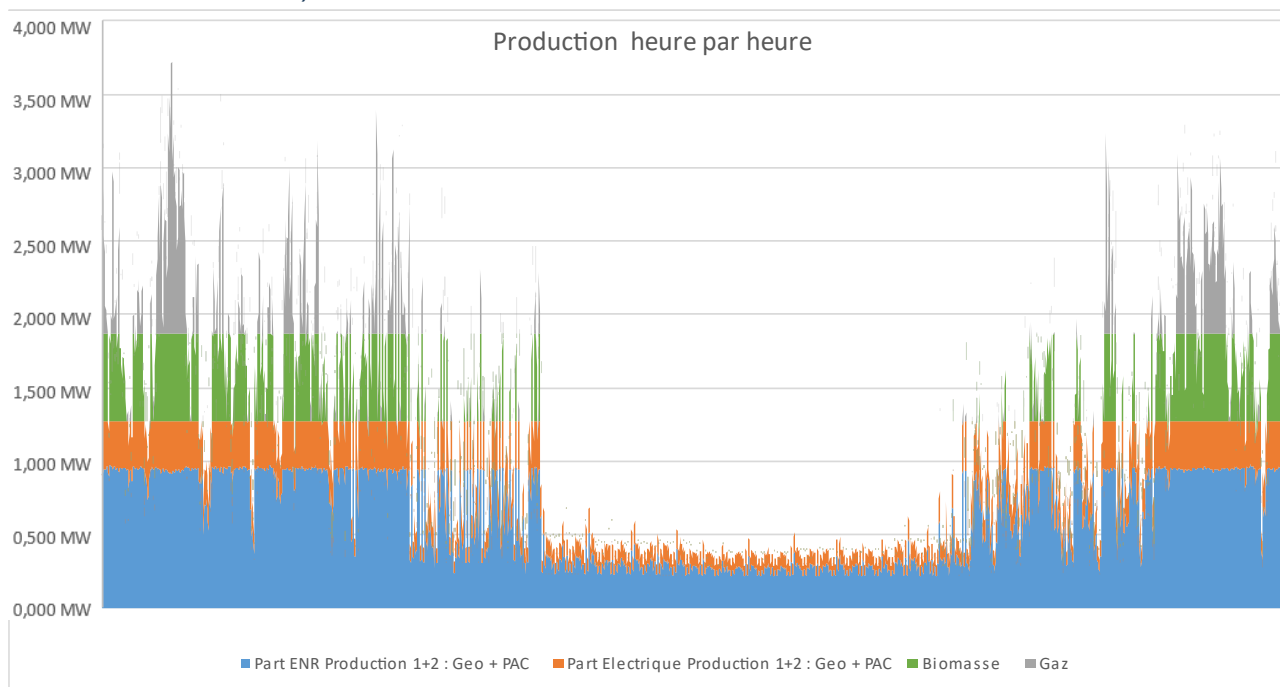


Figure 39 - Monotone de production – Scénario 1

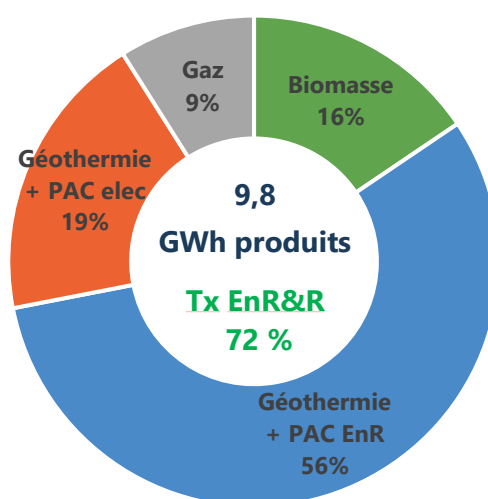


Figure 40 - Mixité énergétique - Scénario 1

6.3 SCENARIO 2 : DEVELOPPEMENT VERS L'EST

Dans ce scénario, l'objectif est d'alimenter le réseau existant et d'étendre le réseau vers les Résidences des Petits Prés (2 sst), la copropriété des Girandières, le projet de 90 logements de Batigère, la piscine Hudolia et la Résidence du Parc (6 sst) avec un objectif d'EnR de 80%.

Le réseau proposé alimentera ainsi 27 points de livraison sur environ 5,9 km de réseau.

Avec la mise en place d'un doublet géothermique superficielle de l'Aquifère de la Craie et l'installation de pompes à chaleur ainsi que l'installation d'une chaufferie biomasse appointées par la chaufferie gaz, le taux d'EnR serait d'environ 80%.

➔ Ce qui permettrait au réseau d'être subventionnable par l'ADEME.

Le réseau permettra d'assurer **14,0 GWh** de besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire à l'horizon de 2030, avec une densité de **2,4 MWh/ml**.

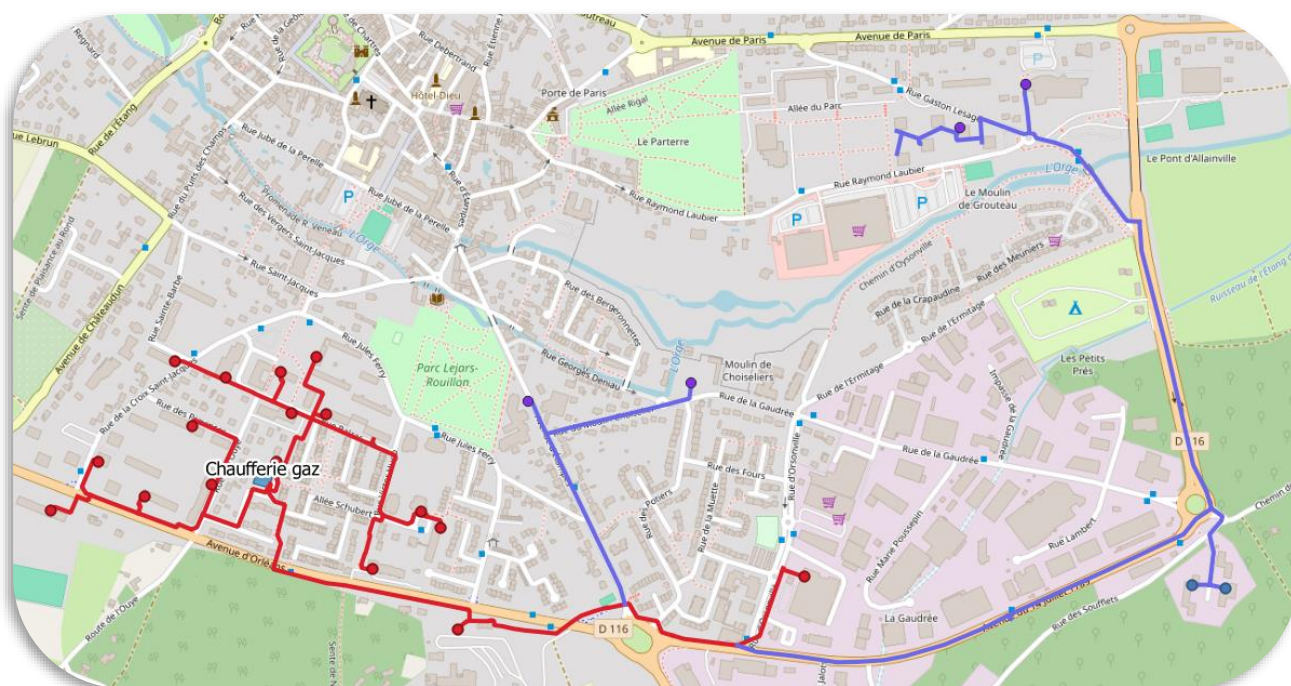


Figure 41 - Tracé du réseau - Scénario 2

6.3.1.1 Bilan énergétique

Dans ce scénario, la géothermie renforcée par des PAC fonctionne toute l'année et assure les besoins de chaleur en hiver et en été. Un complément d'EnR avec la biomasse est réalisé sur la période hivernale. Le complément de production (pointe) et le secours est assuré par des chaudières gaz.

Production

Géothermie :

- Débit maximal : 125 m³/h (débit moyen à partir des données indiquées par l'étude CFG en annexe)
- Température en tête de puits : 15 °C (Température du réservoir indiquée par l'étude CFG en annexe)
- Température de réinjection : 8 °C

PAC :

- Puissance : 1,3 MW
- Température départ : 70 °C

Biomasse :

- Puissance : 1,8 MW

Gaz – Appoint/secours :

- Puissance installée en chaufferie : 7,2 MW (puissance de la chaufferie actuelle suffisante)

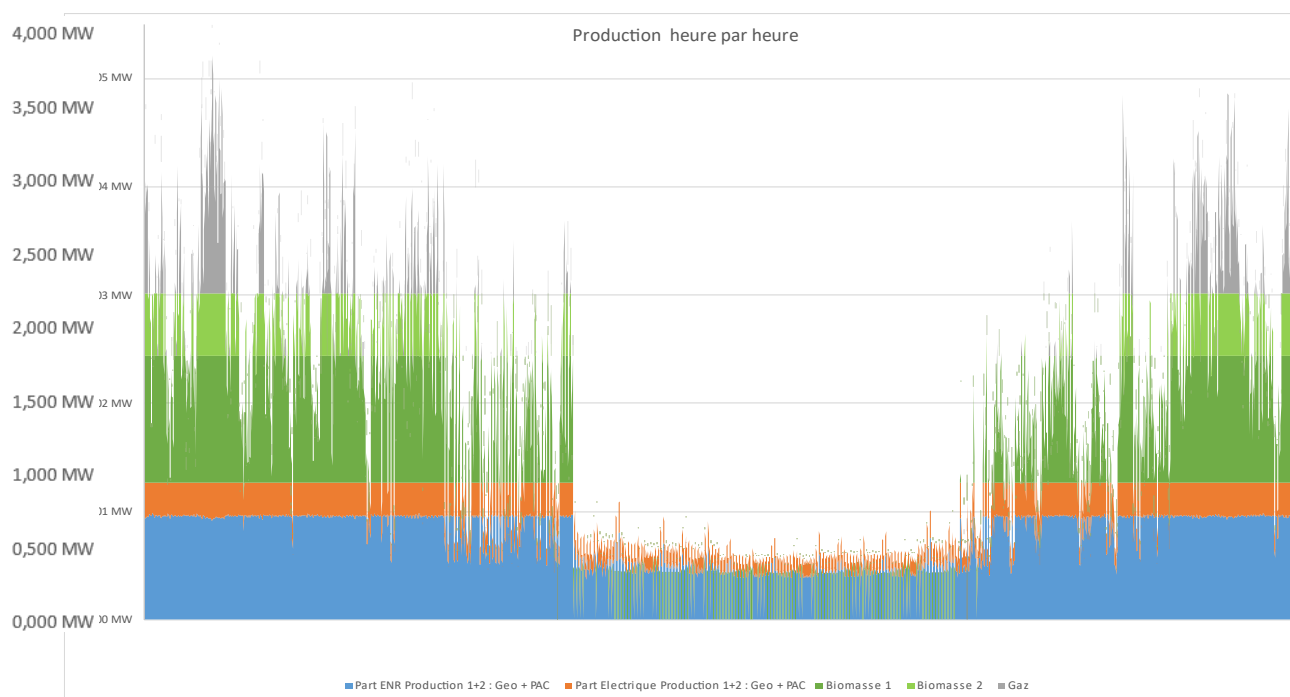


Figure 42 - Monotone de production - Scénario 2

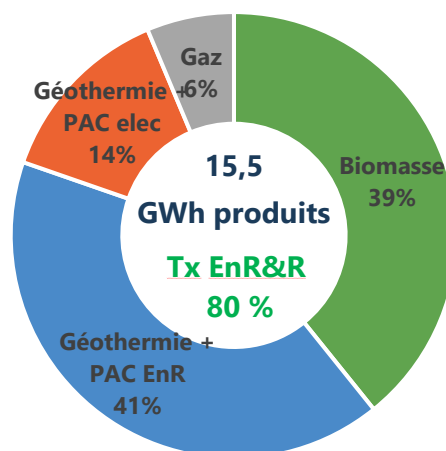


Figure 43 - Mixité énergétique - Scénario 2

6.4 SCENARIO 3 : DEVELOPPEMENT VERS LE NORD-OUEST

Dans ce scénario, l'objectif est d'alimenter le réseau existant et d'étendre le réseau vers la zone du Champ de Course et de raccorder l'Hôpital, le projet de logements de l'Hôpital, le Collège Condorcet, le lycée Nikola Tesla, les gymnases Nicolas Billiault et Lino Ventura et les copropriétés les Tiliacs et les Acacias avec un objectif d'EnR de 80%.

Le réseau proposé alimentera ainsi 26 points de livraison sur environ 7,4 km de réseau.

Avec la mise en place d'un doublet géothermique superficielle de l'Aquifère de la Craie et l'installation de pompes à chaleur ainsi que l'installation d'une chaufferie biomasse appointées par la chaufferie gaz, le taux d'EnR serait d'environ 80%.

➔ Ce qui permettrait au réseau d'être subventionnable par l'ADEME.

Le réseau permettra d'assurer **15,7 GWh** de besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire à l'horizon de 2030, avec une densité de **2,1 MWh/ml**.

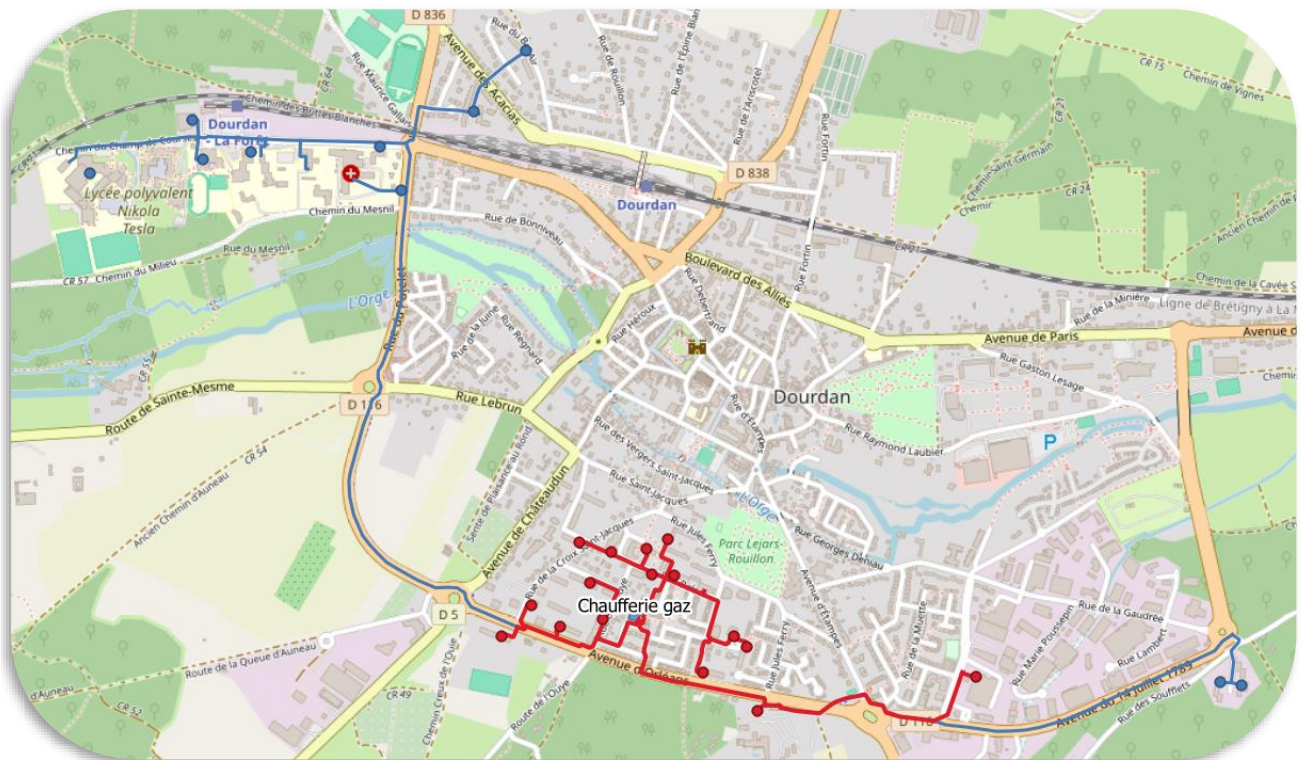


Figure 44 - Tracé du réseau - Scénario 3

6.4.1.1 Bilan énergétique

Dans ce scénario, la géothermie renforcée par des PAC fonctionne toute l'année et assure les besoins de chaleur en hiver et en été. Un complément d'EnR avec la biomasse est réalisé sur la période hivernale. Le complément de production (pointe) et le secours est assuré par des chaudières gaz.

Production

Géothermie :

- Débit maximal : 125 m³/h (débit moyen à partir des données indiquées par l'étude CFG en annexe)
- Température en tête de puits : 15 °C (Température du réservoir indiquée par l'étude CFG en annexe)
- Température de réinjection : 8 °C

PAC :

- Puissance : 1,3 MW
- Température départ : 70 °C

Biomasse :

- Puissance : 2,5 MW

Gaz – Appoint/secours :

- Puissance installée en chaufferie : 9,2 MW

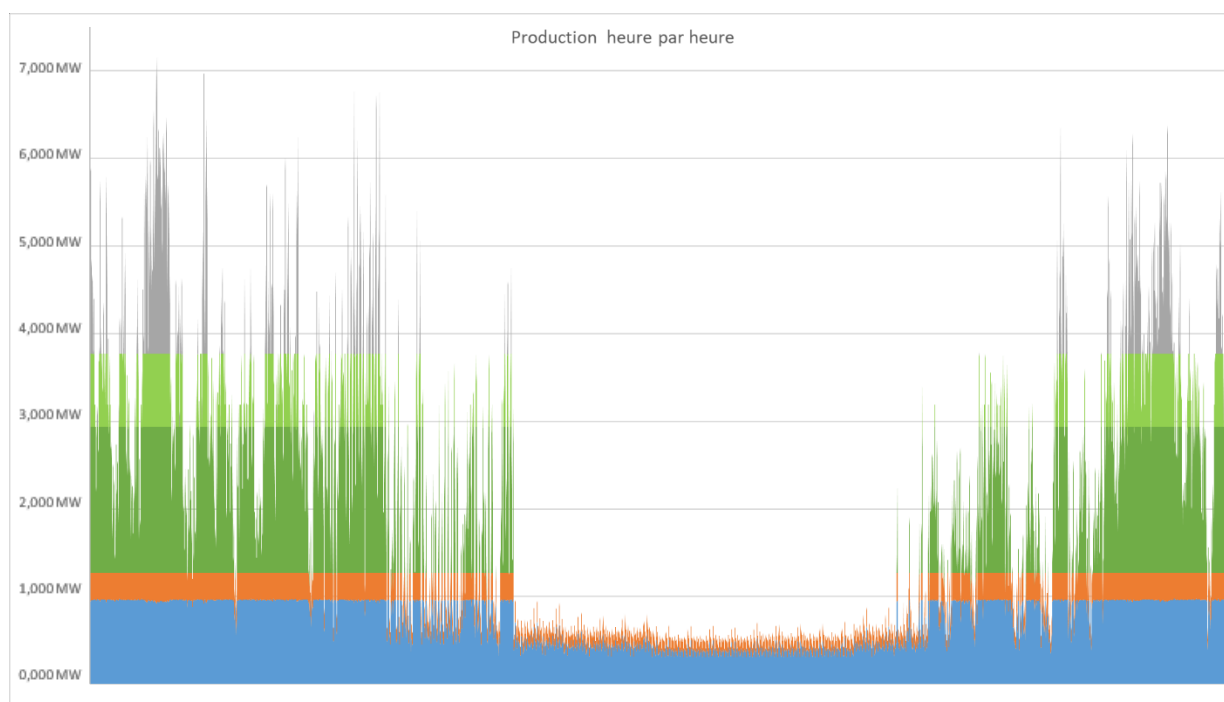


Figure 45 - Monotone de production – Scénario 1

Figure 45 - Monotone de production - Scénario 3

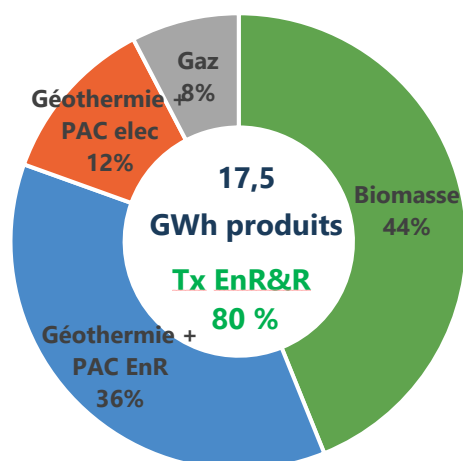


Figure 46 - Mixité énergétique - Scénario 3

6.5 SCENARIO 4 : DEVELOPPEMENT MAXIMAL

Dans ce scénario, l'objectif est d'alimenter le réseau existant et d'étendre le réseau vers les deux secteurs des scénarios 2 et 3 avec un objectif d'EnR de 80%.

Le réseau proposé alimentera ainsi 35 points de livraison sur environ 9,1 km de réseau.

Avec la mise en place d'un doublet géothermique superficielle de l'Aquifère de la Craie et l'installation de pompes à chaleur ainsi que l'installation d'une chaufferie biomasse appointées par la chaufferie gaz, le taux d'EnR serait d'environ 80%.

➔ Ce qui permettrait au réseau d'être subventionnable par l'ADEME.

Le réseau permettra d'assurer **20,3 GWh** de besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire à l'horizon de 2030, avec une densité de **2,2 MWh/ml**.

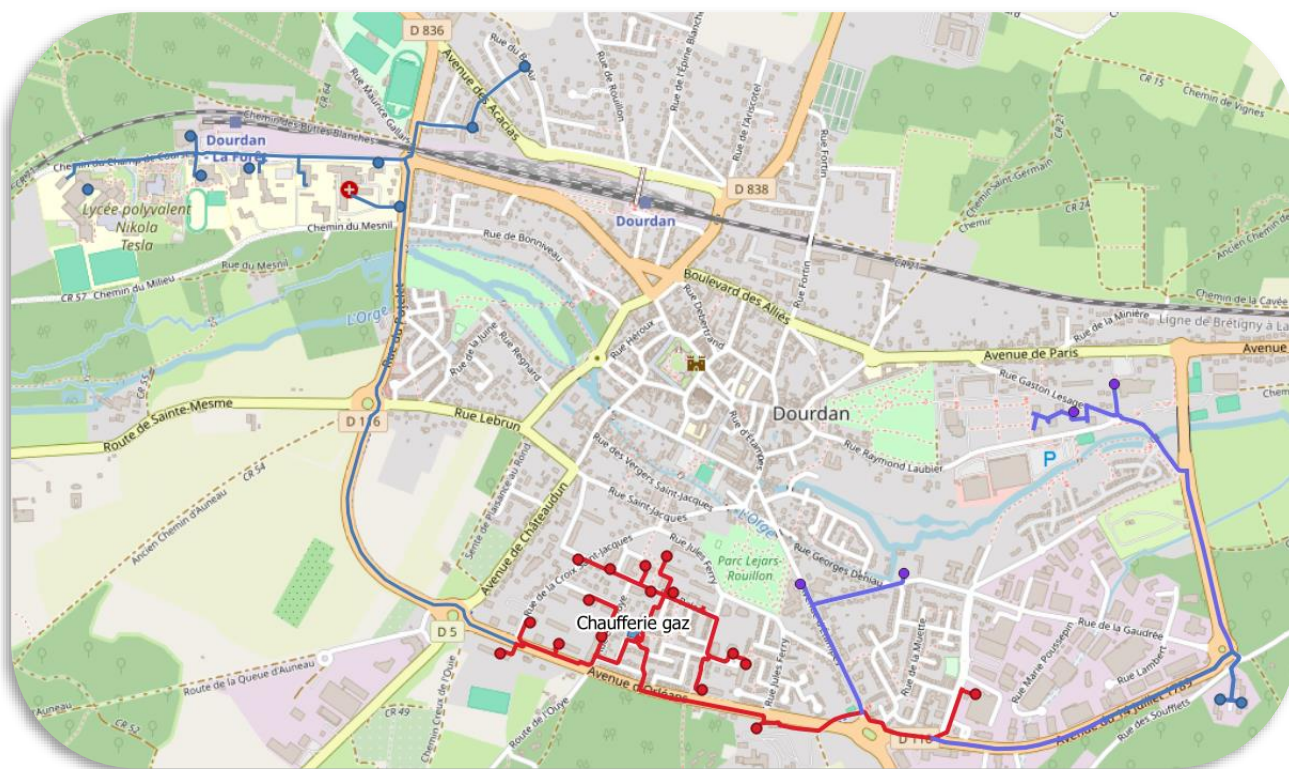


Figure 46 - Tracé du réseau - Scénario 4

6.5.1.1 Bilan énergétique

Dans ce scénario, la géothermie renforcée par des PAC fonctionne toute l'année et assure les besoins de chaleur en hiver et en été. Un complément d'EnR avec la biomasse est réalisé sur la période hivernale. Le complément de production (pointe) et le secours est assuré par des chaudières gaz.

Production

Géothermie :

- Débit maximal : 125 m³/h (débit moyen à partir des données indiquées par l'étude CFG en annexe)
- Température en tête de puits : 15 °C (Température du réservoir indiquée par l'étude CFG en annexe)
- Température de réinjection : 8 °C

PAC :

- Puissance : 1,3 MW
- Température départ : 70 °C

Biomasse :

- Puissance : 2,9 MW

Gaz – Appoint/secours :

- Puissance installée en chaufferie : 10,5 MW

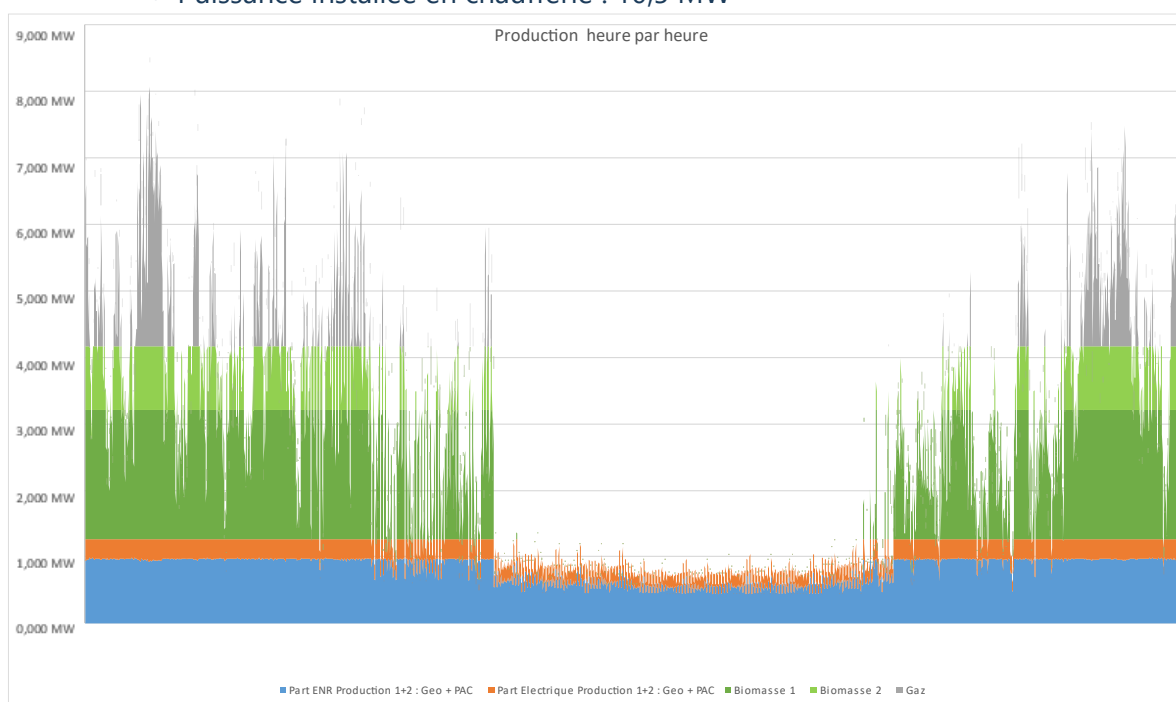


Figure 47 - Monotone de production – Scénario 4

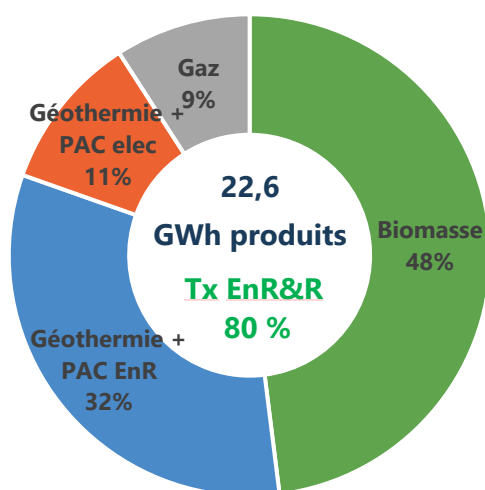


Figure 48 - Mixité énergétique - Scénario 4

7 INDICATEURS DE PERFORMANCE

7.1 STNTHESE DES INDICATEURS ENERGETIQUES

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des informations techniques et énergétiques des scénarios à l'horizon 2030.

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Zones alimentées	Réseau existant	Réseau existant	Réseau existant	Réseau existant + Petits Prés + Piscine	Réseau existant + Champ de Course	Réseau existant + Petits Prés + Piscine + Champ de Course
Production	Gaz 4,1 MW	Géothermie superficielle Pompes à chaleur 1,3 MW Gaz 4,3 MW	Géothermie superficielle Pompes à chaleur 1,3 MW Biomasse 0,6 MW Gaz 5,2 MW	Géothermie superficielle Pompes à chaleur 1,3 MW Biomasse 1,8 MW Gaz 7,2 MW	Géothermie superficielle Pompes à chaleur 1,3 MW Biomasse 2,5 MW Gaz 9,2 MW	Géothermie superficielle Pompes à chaleur 1,3 MW Biomasse 2,9 MW Gaz 10,5 MW
Longueur (km)	3,1	3,1	3,1	5,9	7,4	9,1
Besoins (GWh)	8,3	8,3	8,3	14,0	15,7	20,3
Densité (MWh/ml)	2,7	2,3	2,3	2,4	2,1	2,2
Taux d'EnR&R	0%	56%	72%	80%	80%	80%

Tableau 25 - Comparaison technique et énergétique des besoins

Les scénarii 3 et 4 permettent d'alimenter le plus de besoins mais nécessitent la mise en place d'une centrale EnR plus puissante ainsi que le remplacement d'une des chaudières gaz existantes. De plus, ils présentent une densité plus faible.

Les scénarii 1 et 2 présentent une densité légèrement supérieure pour un volume de besoins alimentés plus faible.

7.2 PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

Les indicateurs environnementaux ont été calculés pour chaque scénario afin d'en faire la comparaison, pour une solution de référence ayant recours à 100% de gaz naturel sans réseau de chaleur.

Emissions de CO₂ évitées sur 20 ans

Les émissions de CO₂ évitées sont calculées au regard de ce qui aurait été émis dans le cas où la production de chaleur aurait été assurée par une solution 100% gaz décentralisée. Cet indicateur permet d'identifier ce que le réseau permet de ne pas émettre.

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
CO₂ évitées sur 20 ans	0 t CO ₂	25 900 t CO ₂	33 200 t CO ₂	59 400 t CO ₂	57 300 t CO ₂	83 400 t CO ₂
Equivalent en voitures	0	701	896	1 606	1 549	2 255

Tableau 26 - Emissions de CO₂ évitées sur 20 ans

Nota : ces tonnes de CO₂ évitées sont à différencier du contenu CO₂ du réseau qui représente la quantité de CO₂ émise par le réseau.

Impact social

Un réseau de chaleur permet de mobiliser des emplois locaux non délocalisables, que ce soit pour la maintenance des installations ou la partie commerciale de gestion des abonnements.

Pendant la phase de développement du réseau, des emplois supplémentaires seront nécessaires notamment pour la commercialisation des polices d'abonnement et l'encadrement des travaux.

A noter que, selon le scénario retenu, les travaux peuvent s'étaler sur 1 à 2 ans et mobiliser également les entreprises locales (architectes, maîtres d'œuvre, terrassement, gros œuvre, etc.).

8 PERFORMANCE ECONOMIQUE

Dans ce chapitre sont évalués pour chaque scénario :

- Les **coûts d'investissement** et les **aides envisageables** ;
- Les **coûts d'exploitation** (P1, P2 et P3) ;
- Le **prix moyen de vente de la chaleur** à l'échelle du réseau ;
- La présentation des différents **indicateurs économiques**.

8.1 MÉTHODE D'ANALYSE

L'analyse économique des différents scénarios se base sur les données d'entrées suivantes :

- Les investissements ;
- Les charges d'exploitation ;
- Les subventions éligibles.

L'analyse de ces éléments permet de déterminer les performances économiques du projet : prix de la chaleur.

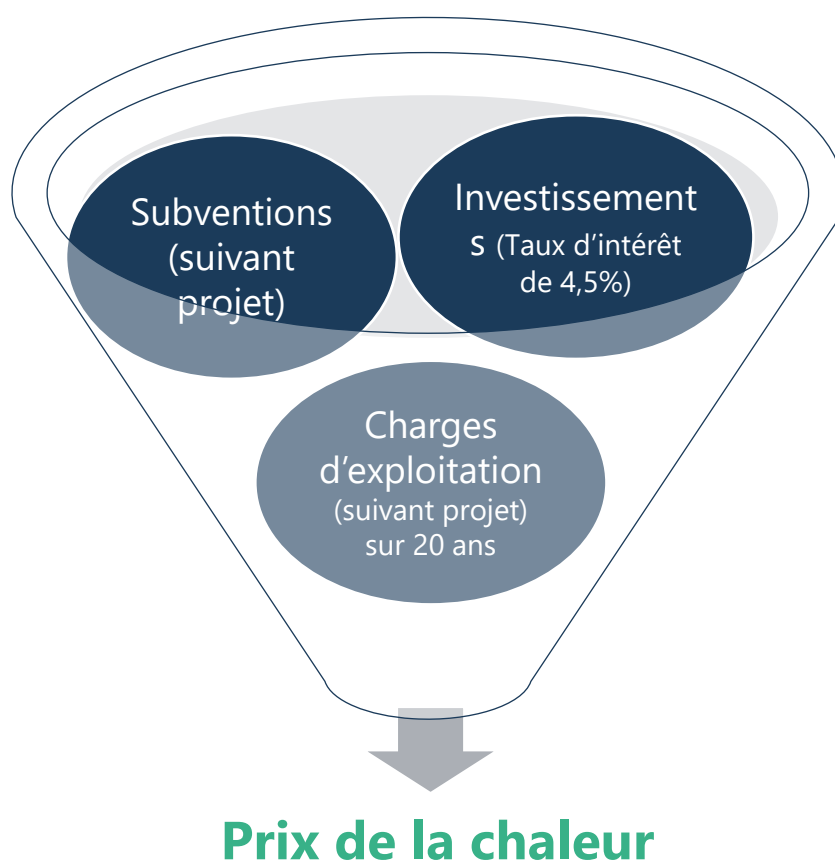


Figure 49 - Principe de l'analyse économique

8.2 COÛTS D'INVESTISSEMENT (CAPEX)

Les coûts d'investissement ont été estimés pour les postes suivants :

- Travaux de chaufferie pour les chaufferie gaz d'appoint/secours et la chaufferie biomasse : création d'une chaufferie (achat du terrain non compris) comprenant :
 - Le gros œuvre et la VRD notamment les terrassements, création du bâtiment, réseaux secs et humides, etc. ;
 - Les équipements de chaudières gaz, y compris fumisterie, équipements hydrauliques, électriques et automatismes, amenée gaz, etc. ;
- Travaux de réseau : création des réseaux de distribution enterrés en acier pré-isolé, y compris la réalisation :
 - Des passages complexes ;
 - Des antennes et piquages jusqu'à chaque sous-station ;
 - De l'ensemble des équipements nécessaires au fonctionnement et à la surveillance des réseaux (chambres à vannes, détecteur de fuite, etc.) ;

- Travaux de sous-station : la fourniture et la pose en sous-station des équipements nécessaires à la fourniture de chaleur (skid hydrauliques) y compris le comptage, pilotage, raccordement électrique, etc.

Pour chaque scénario, le tableau suivant présente les coûts d'investissement par grand poste :

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Centrale Geo + PAC (k€)	/	2 004	2 004	2 004	2 004	2 004
Centrale Biomasse (k€)	/	/	900	2 625	3 750	4 350
Chaudière gaz (k€)	/	/	/	/	350	350
Réseau (k€)	20	565	565	5 097	7 163	9 421
Sous-stations (k€)	120	120	120	450	420	690
MOE/Aléas/Divers (k€)	18	350	467	1 280	1 740	2 112
Total (k€)	158	3 038	4 055	11 456	15 428	18 927

Tableau 27 - Coûts d'investissement

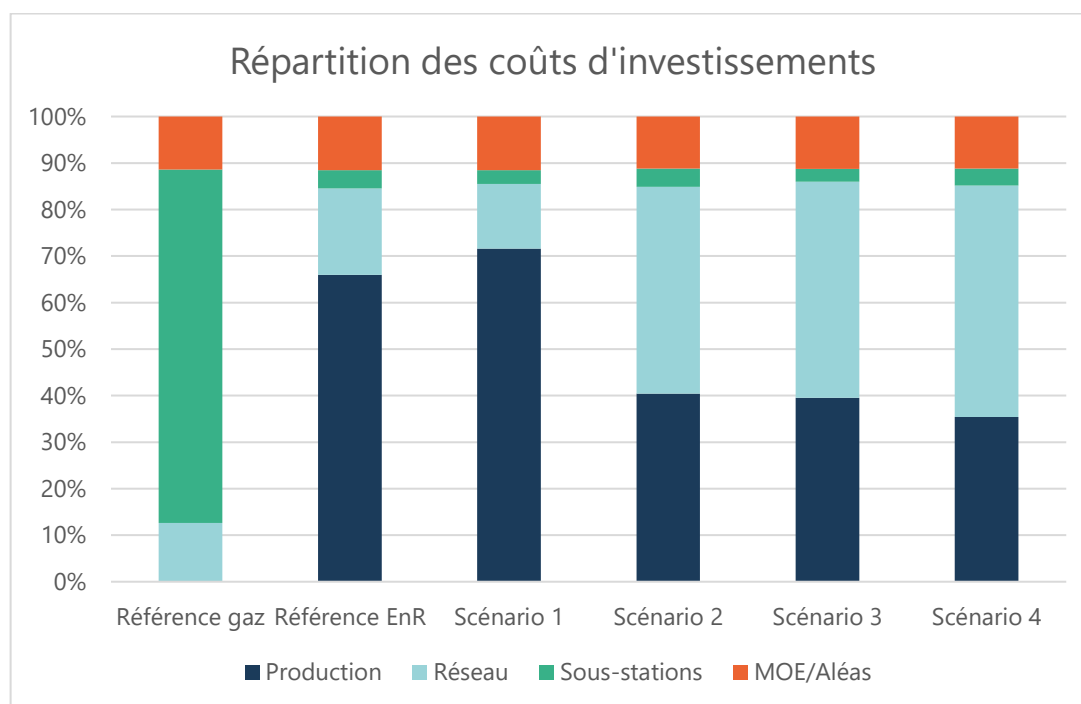


Figure 50 - Répartition des coûts d'investissement par scénario

Les travaux de production et de réseau représentent la majeure partie des investissements à réaliser.

8.3 CHARGES D'EXPLOITATION (OPEX)

8.3.1 Charges d'énergie P1

Les achats de combustible, auxquels il convient d'ajouter une marge d'exploitation, concernent :

- Achat de gaz naturel pour la chaufferie du réseau à 74,6 € HT/MWh PCS (pour un PEG de 40 € HT/MWh PCS et une TICGN de 16,37 € HT/MWh PCS).
- Achat de combustible pour la chaufferie biomasse : 35 €HT/MWh PCI
- Achat d'électricité pour le fonctionnement de la géothermie et des pompes à chaleur : 130 €HT/MWhe

Les coûts d'exploitation (après travaux d'extension pour les scénarii concernés) sont présentés dans le tableau suivant :

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Gaz naturel (k€HT)	984	243	89	99	136	216
Biomasse (k€HT)	/	/	67	268	340	484
Electricité géothermie + PAC (k€HT)	/	268	268	295	297	333
Total P1	984	511	424	662	774	1 033

Tableau 28. Coût des achats de combustible (1an)

8.3.2 Charges d'exploitation et administratives P2

Les dépenses d'entretien et de maintenance courant sont liées aux postes suivants :

- Electricité réseau / chaufferie ;
- Eau de ville et produits de traitements ;
- Personnel et véhicules ;
- Fournitures et consommables ;
- Entretien des compteurs et contrôles réglementaires ;
- Réseau et GTC ;
- Coûts des locaux (entretien, espaces verts) ;
- Autres charges (assurance SAF, frais de siège, redevances, frais de contrôle, etc.).

Les coûts d'entretien et autres frais d'exploitation P2 sont présentés dans le tableau suivant :

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Charges P2 réseau existant (gaz + SST existantes)	150	150	150	150	150	150
Electricité réseau / chaufferie (k€HT)	11	11	11	18	20	26
Entretien / maintenance biomasse (k€HT)	/	/	/	61	77	109
Entretien / maintenance géothermie + PAC (k€HT)	/	9	9	9	9	9
Entretien / maintenance nouvelles sous-stations	/	/	/	11	10	19
Total P2	161	170	170	250	267	314

Tableau 29 - Coûts d'entretien et autres frais d'exploitation P2 (1 an)

8.3.3 Travaux de Gros Entretien et Renouvellement P3

Les travaux de Gros Entretien et de Renouvellement (GER) consistent en des provisions annuelles et concernent l'ensemble des équipements mis en place sur le réseau.

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Charges P3 réseau existant	100	100	100	100	100	100
Production EnR (k€HT)	/	22	44	87	115	130
Appoint / secours gaz (k€HT)	/	0	0	0	4	4
Sous-stations (k€HT)	1	1	1	5	4	7
Réseau (k€HT)	0	3	3	25	36	47
Total P3	101	126	148	217	259	288

Tableau 30 - Coûts du GER P3 (1 an)

8.3.4 Synthèse des charges

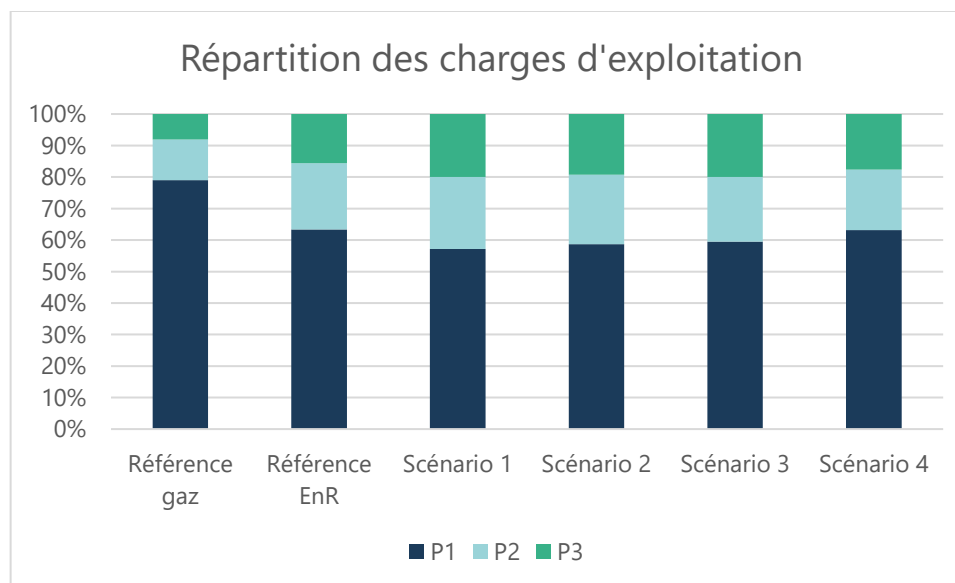


Figure 51 - Synthèse des coûts d'exploitation (1 an)

Les dépenses majeures sont liées aux achats d'énergie (P1) ; ils représentent environ 60% des dépenses annuelles.

➔ Les coûts d'exploitation à envisager sont compris entre 0,7 et 1,6 M€/an selon le scénario.

8.4 FINANCEMENT

8.4.1 Aides à l'investissement – Financements externes

En premier lieu, pour les scénarii avec **moins de 12 GWh d'EnR&R**, les aides à l'investissement qu'il est possible d'avoir sur ce sujet sont :

- Des **subventions du Fonds Chaleur gérées par l'ADEME pour la partie réseau** : ces aides s'appliquent sur les dépenses liées aux travaux de réseau de distribution. Elles sont calculées forfaitairement en fonction du diamètre et du linéaire de canalisation.
- Des **subventions du Fonds Chaleur gérées par l'ADEME pour la partie production EnR&R** : ces aides s'appliquent sur les dépenses de création des installations EnR&R (Géothermie + PAC et chaufferie biomasse) uniquement. Elles sont calculées forfaitairement en fonction du nombre de MWh_{EnR&R} injectés sur le réseau.

En second lieu, pour les scénarii avec **plus de 12 GWh d'EnR&R**, les aides à l'investissement qu'il est possible d'avoir sur ce sujet sont :

- Des **subventions du Fonds Chaleur 2024 gérées par l'ADEME pour la partie production EnR&R et incluant l'aide au réseau de distribution** : ces aides s'appliquent sur les dépenses liées aux travaux de réseau de distribution. Elles sont calculées forfaitairement en fonction du nombre de MWh_{EnR&R} injectés sur le réseau. *A noter que les règles d'éligibilité au Fonds Chaleur ont évolué en 2025, notamment pour les projets avec biomasse.*

L'obtention des aides est conditionnée par un certain nombre de critères et l'atteinte de certaines performances.

Les coûts éligibles aux aides concernent donc toutes les dépenses liées au réseau de distribution et sous-stations et toutes les dépenses liées à la production EnR&R. Les coûts d'investissement liés à la mise en œuvre de chaufferie gaz naturel (pour les scénarii concernés) ne sont pas éligibles.

D'autres aides à l'investissement, cumulables avec le Fonds Chaleur, sont possibles à travers les CEE (Certificat d'Economies d'Energie) :

- Fiche BAT-TH-127 **Raccordement d'un bâtiment tertiaire à un réseau de chaleur** : les consommations concernées sont fonction de la surface chauffée du bâtiment ;
- Fiche BAT-TH-137 **Raccordement d'un bâtiment résidentiel à un réseau de chaleur** : les consommations concernées sont fonction du nombre de logements concernés.

Nota : nous n'avons pas tenu compte de la majoration « CEE coup de pouce », dont l'obtention dépend des revenus des ménages concernés. Cette majoration concerne des travaux engagés jusqu'au 31 décembre 2025 et achevés au 31 décembre 2026

L'ensemble des aides reçues est soumis à l'encadrement européen (règle des minimis) qui fixe un plafond dépendant du type d'investisseur (grand groupe, maître d'ouvrage public).

Les aides prises en compte dans chaque scénario sont les suivantes :

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Total à financer (k€HT)	158	3 038	4 055	11 456	15 428	18 927
Financements externes (k€HT)	/	/	856	3 475	3 951	5 076
Taux de financements externes (%)	0%	0%	21%	30%	26%	27%

Tableau 31 - Synthèse des aides pouvant être perçues

➔ Lors de la phase consultation, les candidats sont tenus de respecter le plafond d'encadrement européen.

D'après les résultats présentés dans le tableau ci-dessus, nous constatons que la mise en œuvre de ce projet de verdissement du réseau de chaleur nécessite un taux de financements externes relativement important. Ceci s'explique principalement par le montant des investissements important.

8.4.2 Droits de raccordement

Les droits de raccordement correspondent à un « droit d'entrée » que paye un bâtiment existant lors de son raccordement au réseau de chaleur. Les droits de raccordement sont déterminés à partir des puissances installées. Les CEE peuvent venir en substitution de ces droits de raccordement.

L'hypothèse pour le droit de raccordement a été considérée à **200 €/kW**.

Le chiffre d'affaires lié aux droits de raccordement est le suivant, pour chaque scénario :

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Droits de raccordement (k€HT)	/	/	/	734	1 017	1 626

Figure 52 - Droits de raccordement

8.4.3 Frais financiers P4

Les frais financiers, après déduction des financements externes et des droits de raccordement/CEE, ont été pris en compte pour l'établissement du compte d'exploitation prévisionnel, ils correspondent au financement par prêt bancaire des investissements. Ils sont calculés à partir des hypothèses suivantes :

- Durée d'emprunt : 20 ans
- Taux d'intérêt : 4,5%

	Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Frais financiers P4 (k€HT)	12	234	246	557	804	940

Tableau 32 - Frais financiers P4 (1 an)

8.5 SYNTHÈSE ÉCONOMIQUE

8.5.1 Prix cible

A la lecture du graphique ci-dessous, pour un contexte de marché des énergies actuel, à savoir PEG 40 €/HT/MWh PCS (hypothèse prise pour l'étude), le prix de la chaleur doit être inférieur à 130 €/TTC/MWh pour être compétitif face à une solution 100% gaz.

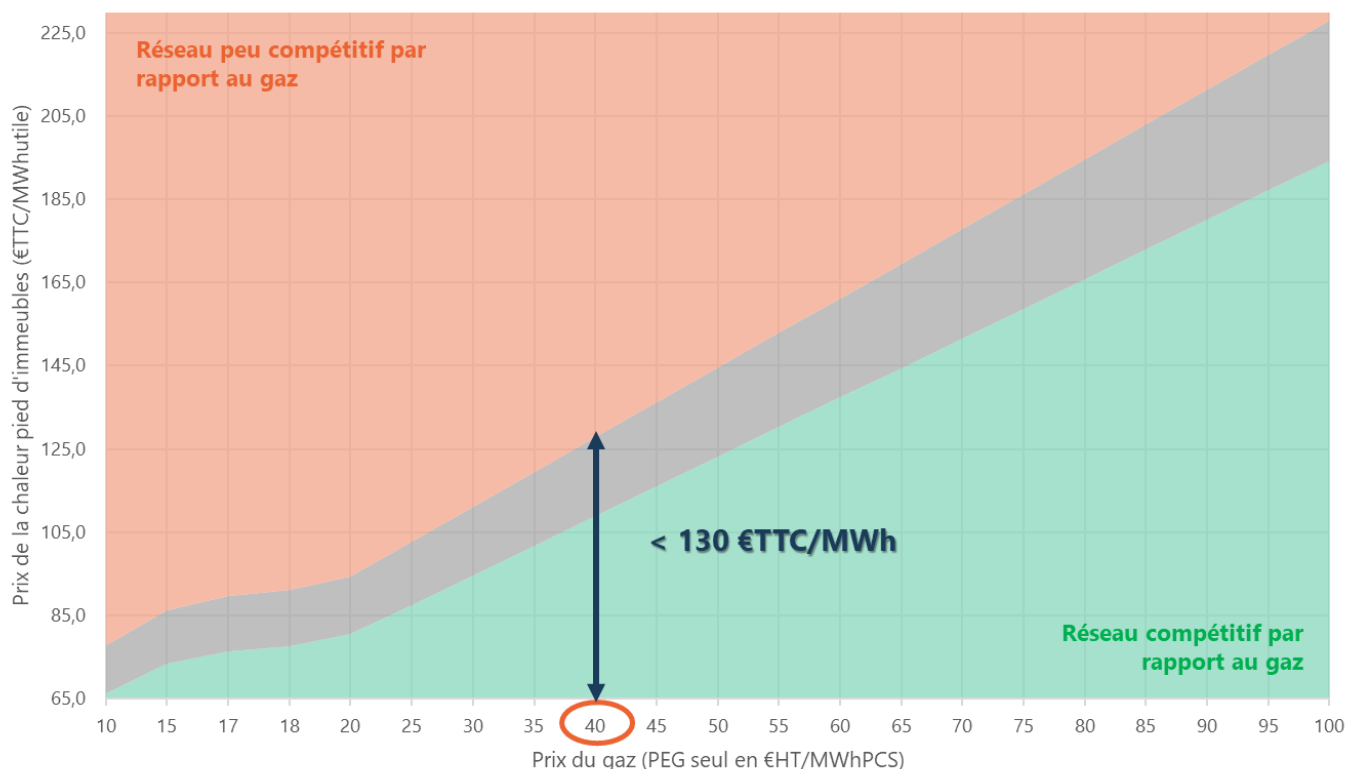


Figure 53 - Estimation Manergy de la compétitivité du réseau en fonction du cours du gaz

8.5.2 Prix de la chaleur

Le tableau ci-dessous récapitule le prix de la chaleur pour les différents scénarii présentés :

	Référence gaz	Référence EnR (*)	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Prix de la chaleur (€/TTC/MWh)	176	131	127	127	141	134
Compétitif par rapport à une solution gaz individuelle	Non	Non	Oui	Oui	Non	Non

Figure 54 - Prix de la chaleur moyen

() comme explicité au paragraphe 6.1.2, nous n'avons pas considéré de subventions pour le scénario de référence avec géothermie. En cas d'obtention de subventions, le coût de la chaleur résultant serait inférieur d'environ 5%.*

Néanmoins ce coût relativement bas de la chaleur serait dépendant de l'obtention de la TVA réduite. Or le taux d'EnR calculé (56%) est proche du seuil actuel d'éligibilité de 50%, ce qui fait peser un risque économique sur ce scénario en cas de production géothermique inférieure aux prévisions, en cas de consommations plus élevées en sous-station (hiver rigoureux ou économies d'énergie moindres) ou encore en cas de relèvement de ce seuil par décret gouvernemental.

Les scénarii 1 et 2 sont compétitifs par rapport aux deux références présentées.

Les scénarii 3 et 4 sont moins compétitifs du fait des investissements plus importants comparativement aux besoins alimentés.

9 SYNTHÈSE

Le tableau ci-dessous présente les principaux résultats des scénarii étudiés :

		Réseau existant sans extension			Avec extension		
Nom du scénario		Référence gaz	Référence EnR	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Desserte	Réseau existant	X	X	X	X	X	X
	Petits Prés				X	X	X
	Piscine				X		X
	Champ de Course					X	X
Energie de base		Gaz	Géothermie	Géothermie + biomasse	Géothermie + biomasse	Géothermie + biomasse	Géothermie + biomasse
Besoins alimentés (MWh)		8 349	8 349	8 349	14 015	15 693	20 336
Taux EnR&R		0 %	56 %	72%	80%	80%	81%
Densité (MWh/ml)		2,7	2,7	2,7	2,4	2,1	2,2
Investissements est. (M€HT)		0,2 M€	3,0 M€	4,1 M€	11,5 M€	15,4 M€	18,9 M€
Taux de subventions Fonds Chaleur (%)		0%	0%	21%	30%	26%	27%
Reste à financer (M€HT)		0,2 M€	3,0 M€	3,2 M€	8,0 M€	11,5 M€	13,9 M€
Prix de la chaleur (€TTC/MWh)		176	131	127	127	141	134
Ecart avec la référence gaz (%)		/	-26%	-28%	-28%	-20%	-24%
Atteinte prix cible prospects					Oui	Non	Non

Tableau 33 - Synthèse des scénarii

10 CONCLUSION

La présente étude a permis d'établir que la conservation tel quel du réseau de chaleur de Dourdan n'était pas viable sur le long terme au niveau technique, économique et environnemental.

Alors que le changement de production via des énergies renouvelables (entre 56% et 80%) ainsi que des projets d'extensions présentent, quant à eux, un intérêt certain pour la Ville.

A noter que l'extension du réseau existant vers la zone du Champ de Course de la ville aurait pu permettre de desservir l'hôpital, le lycée Nikola Tesla, le collège Condorcet et les gymnases Lino Ventura et Nicolas Billiault. Du fait de la longueur importante de réseau supplémentaire, un tel scénario ne présentait pas d'intérêt technique et économique pour la ville de Dourdan. Néanmoins, comme il a été évoqué en comité de pilotage final, il pourrait être opportun de créer un mini-réseau dans cette zone.

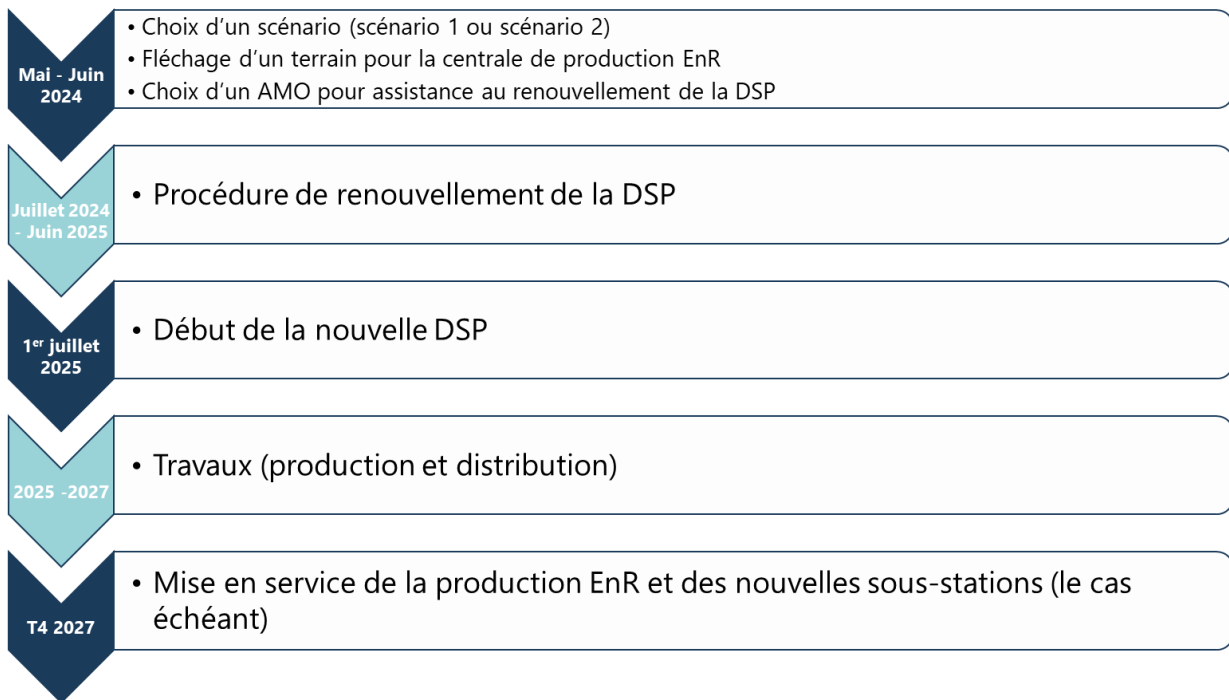
En particulier, l'analyse technico-économique des différents scénarii étudiés montre les points suivants :

- 1) La mise en place d'une solution EnR (géothermie + PAC ou géothermie + PAC + biomasse) permet d'atteindre un prix de la chaleur intéressant pour les abonnés actuels et de sortir de la dépendance aux énergies fossiles (Référence EnR et Scénario 1)
- 2) L'extension du réseau vers le secteur des Petits Prés et de la piscine permet de faire bénéficier de ce prix de la chaleur compétitif et plus stable à un plus grand nombre d'abonnés : équipements publics mais également des logements sociaux (scénario 2).

Compte-tenu de ces conclusions, la Ville devra statuer sur les modalités de développement de son réseau de chaleur, principalement à travers les 3 décisions suivantes :

- Le choix de la production EnR ;
- Le choix du périmètre de desserte du réseau ;
- Le choix du terrain pour implanter les outils de production ENR.

Le plan d'action est le suivant :



11 ANNEXES

Annexe 1 : Liste des prospects et de leurs besoins

Annexe 2 : Etude potentiel géothermie