

Ville de Jonzac



Rapport

Schéma Directeur « Eau minérale naturelle, Géothermie et énergies fatales »

Jonzac (17)



Rapport n°A 99350/version A– juillet 2019

Projet suivi par Bruno MARSAUD – 05.57.26.02.92 – bruno.marsaud@anteagroup.com

Fiche signalétique

Schéma Directeur « Eau minérale naturelle, Géothermie et énergies fatales »

Jonzac (17)

CLIENT SITE

Ville de Jonzac

Jonzac

3 rue du Château, CS 50009
17501 JONZAC

M. PROCUREUR
Responsable des affaires générales - Ville
M. MOUGARD
DGC - CCHS

RAPPORT D'ANTEA GROUP et INDIGGO

Responsable du projet Bruno MARSAUD

Interlocuteur commercial Adrien JOBARD

Implantation de Bordeaux

Implantation chargée du suivi du projet 05.57.26.02.80

secretariat.bordeaux-fr@anteagroup.com

Rapport n° A99350

Version n° version A

Votre commande et date

Projet n° PCHP170163

	Nom	Fonction	Date	Signature
Rédaction	FRECHIN Nicolas GENET Romain PAULUS Cedric JOBARD Adrien	Chefs de projets	Juillet 2019	
Approbation	MARSAUD Bruno	Directeur de projet	Juillet 2019	
Relecture qualité	CARPENTIER Diana	Secrétariat	Juillet 2019	

Suivi des modifications

Indice Version	Date de révision	Nombre de pages	Nombre d'annexes	Objet des modifications
A	19/06/2019	208	0	Version initiale

Sommaire

1. Contexte et objectif	9
2. Etat des lieux des différentes installations	10
2.1. Le forage Lomega	10
2.1.1. Réalisation	10
2.1.2. Description technique du forage	10
2.1.3. Etat actuel de l'ouvrage	12
2.1.4. Evolution du niveau dynamique	20
2.1.5. Evolution de la qualité du fluide géothermal	20
2.1.6. Synthèse sur l'état de l'ouvrage	22
2.1.7. Travaux à prévoir sur le forage	23
2.1.8. Description de la conduite d'amenée de l'eau géothermale jusqu'aux Antilles	24
2.2. Les Antilles	25
2.2.1. Contexte	25
2.2.2. Production de chaleur	26
2.2.3. Bilan énergétique	28
2.2.4. Constats	32
2.3. Le réseau de chaleur	33
2.3.1. Contexte	33
2.3.2. Production de chaleur	34
2.3.3. Bilan énergétique	35
2.3.4. Constats	39
2.4. Les forages au Turonien	40
2.4.1. Réalisations	40
2.4.2. Description technique des forages	40
2.4.3. Etat actuel des ouvrages : diagnostic de 2019	47
2.4.4. Evolution des niveaux dynamiques	58
2.4.5. Evolution de la qualité du fluide géothermal	58
2.4.6. Synthèse sur l'état des ouvrages	64
2.4.7. Travaux sur les forages	64
2.4.8. Description des conduites du réseau d'eau industrielle	65
2.5. Le réseau d'eau industrielle	66
2.5.1. Contexte	66
2.5.2. Production de chaleur	70
2.5.3. Bilan énergétique	71
2.5.4. Constats	76

2.6. Le forage Soenna – les thermes	76
2.6.1. Réalisation.....	76
2.6.2. Description technique du forage	76
2.6.3. Etat actuel de l’ouvrage	79
2.6.4. Suivi débit, niveau, température, conductivité.....	80
2.6.5. Synthèse sur l’état de l’ouvrage.....	82
2.6.6. Fonctionnement.....	82
3. Développement énergétique	84
4. Synthèse énergétique.....	85
5. Exigences réglementaires sur les rejets.....	87
5.1.1. Contexte.....	87
5.1.2. Stratégie de gestion dans le futur	88
5.1.3. Lagune des thermes	89
5.1.4. Lagune des Antilles	92
5.1.5. Conclusion	97
6. Etude des scénarios énergétiques.....	99
6.1. Act : Référence actuelle	99
6.1.1. Présentation du scénario	99
6.1.2. Bilan énergétique	99
6.1.3. Bilan économique	100
6.2. Act' : Référence actuelle optimisée.....	102
6.2.1. Présentation du scénario	102
6.2.2. Bilan énergétique	102
6.2.3. Bilan économique	103
6.3. Sc0 : Référence – Fonctionnement des Antilles sur RCU	105
6.3.1. Présentation du scénario	105
6.3.2. Description technique.....	105
6.3.3. Bilan énergétique	106
6.3.4. Bilan économique	109
6.3.5. Bilan environnemental.....	111
6.4. Sc 0' : Référence optimisée – Fonctionnement des Antilles sur RCU avec optimisations ...	112
6.4.1. Présentation du scénario	112
6.4.2. Description technique	112
6.4.3. Bilan énergétique	114
6.4.4. Bilan économique	117
6.5. Sc Ovar : Référence optimisée – Variante 1 : + Condenseur Bois Jonzac 1	120
6.5.1. Présentation du scénario	120
6.5.2. Description technique	120
6.5.3. Bilan énergétique	126

6.5.4.	Bilan économique	126
6.5.5.	Bilan environnemental	130
6.6.	Scénario 1 – Installation solaire pour les Antilles	131
6.6.1.	Présentation du scénario	131
6.6.2.	Description technique	132
6.6.3.	Scénario 1a – Solaire thermique aux Antilles (base – stockage minimal)	136
6.6.4.	Scénario 1b – Solaire thermique aux Antilles (maxi – stockage moyenne durée)	146
6.6.5.	Scénario 1c – Solaire thermique aux Antilles avec base en PVT(maxi – stockage moyenne durée)	156
6.7.	Scénario 2 – Installation solaire thermique pour le réseau de chaleur	166
6.7.1.	Description technique	167
6.7.2.	Scénario 2a – Solaire thermique sur RCU avec stockage minimal	168
6.7.3.	Scénario 2b – Solaire thermique sur RCU pour taux de couverture élevé en été	176
6.8.	Scénario 3 – Récupération de chaleur sur rejets thermes pour RCU	183
6.8.1.	Description technique	184
6.8.2.	Bilan énergétique	187
6.8.3.	Bilan économique	188
6.8.4.	Bilan environnemental	191
6.9.	Scénario 4 – Installation d’une machine à absorption sur réseau de chaleur et réseau d’eau industrielle	192
6.9.1.	Description technique	193
6.9.2.	Bilan énergétique	194
6.9.3.	Bilan économique	197
6.9.4.	Bilan environnemental	201
7.	Synthèse des scénarios	203

Table des figures

Figure 1 : Coupe géologique et technique de LOMEGA	11
Figure 2 : Coupe géologique et technique de LOMEGA en septembre 2013	14
Figure 3 : Diagraphies température – conductivité de 2013 et de 2019	17
Figure 4 : Interprétation du pompage d'essai de janvier 2019 et comparaison avec l'essai de 1994..	19
Figure 5 : Niveau dynamique et débit instantané depuis 2015	20
Figure 6 : Température en entrée des Antilles et température de rejet depuis 2015.....	21
Figure 7 : Diagramme de Piper de l'eau du forage LOMEGA	22
Figure 8 : Carte des conduites du périmètre minier (rappel).....	24
Figure 9: Schéma des Antilles.....	26
Figure 10: Schéma de fonctionnement des Antilles.....	27
Figure 11: Bilan énergétique 2018	28
Figure 12: Mixité chaleur Antilles : 2012 - 2018.....	29
Figure 13: Profil énergétique mensuel et dynamique du complexe des Antilles	31
Figure 14: Localisation chaufferies.....	33
Figure 15: Schéma chaufferie Heurtebise	34
Figure 16: Schéma chaufferie La Source	34
Figure 17: Bilans énergétiques chaufferies 2016 - 2017	35
Figure 18: Pertes thermiques RCU 2008 - 2017	36
Figure 19: Rendement réseau RCU	36
Figure 20: Appoints d'eau 2012 - 2017	37
Figure 21: T° fonctionnement RCU 2017.....	38
Figure 22: Bilan énergétique de référence RCU recalculé	39
Figure 23 : Localisation des forages au Turonien sur orthophoto de l'IGN	40
Figure 24 : Coupe géologique et technique du forage ROQUET F3	44
Figure 25 : Coupe géologique et technique du forage ROQUET F4	45
Figure 26 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F1	53
Figure 27 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F2	54
Figure 28 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F3	55
Figure 29 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F4	56
Figure 30 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – THOMAZEAU.....	57
Figure 31 : Evolution de la température du fluide géothermal	58
Figure 32 : Evolution de la conductivité du fluide géothermal	58
Figure 33 : Evolution des teneurs en chlorures, sulfates, calcium et sodium du fluide géothermal	59
Figure 34 : Diagramme de Piper de l'eau du forage LOMEGA	61
Figure 35 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F1	61
Figure 36 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F2	62
Figure 37 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F3	62
Figure 38 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F4	63
Figure 39: Diagramme de Piper de l'eau des forages ROQUET F1, F2, F3 et F4 et Thomazeau – analyse de mai 2019	63
Figure 40 : Carte des conduites du périmètre minier (rappel).....	65
Figure 41 : Schéma de principe du réseau d'eau tempéré – mode ETE.....	68
Figure 42 : Schéma de principe du réseau d'eau tempéré – mode HIVER.....	69
Figure 43 : Sous-station EHPAD / schéma de principe	71
Figure 44: Coupe technique d'origine (DOE BRGM, 1981).....	77
Figure 45: Coupe technique 0 - 343 m suite rechemisage (HydroInvest, 2010).....	78
Figure 46: Suivi des paramètres enregistrés sur Soenna (01/01/2015 au 04/06/2018).....	81
Figure 47: Schéma de fonctionnement Thermes / Soenna.....	83
Figure 48: Synthèse mensuelle des besoins énergétiques.....	86

Figure 49: Débit mensuel des eaux du Trias pour préserver une qualité moyenne (SEGI, 2019)	88
Figure 50. Délimitation du bassin versant de la lagune des thermes (à valider) et réseau d'eaux pluviales collectif	90
Figure 51. Hauteur des précipitations et températures des normales saisonnières, station météorologique de Cognac (Météo France)	91
Figure 52: Inventaire de terrain des arrivées et départ – lagune des thermes	92
Figure 53. Photographie de la lagune des Antilles (visite de site du 18/01/2019, Antea Group).....	92
Figure 54. Délimitation du bassin versant de la lagune des Antilles et réseau d'eaux pluviales collectif	93
Figure 55. Rejet au milieu naturel de la Lagune des Antilles (SEGI, 2018) et canal à proximité du rejet (Antea Group, 2019).....	94
Figure 56. Plan des réseaux extérieurs du complexe des Antilles (Verdi, mars 2017).....	96
Figure 57: Inventaire de terrain des arrivées et départ – lagune des Antilles	97
Figure 58 : Besoin énergétique Scénario « Référence actuelle ».....	99
Figure 59 : Besoin énergétique Scénario « Référence actuelle optimisée » (avec stockage de l'eau durant 4 mois)	103
Figure 60: Schéma fonctionnement Antilles	105

Table des tableaux

Tableau 1 : Analyses chimiques forage Lomega.....	21
Tableau 2 : Coupe géologique de Roquet F1.....	41
Tableau 3 : Coupe géologique de Roquet F2.....	41
Tableau 4 : Coupe géologique de Roquet F3.....	41
Tableau 5 : Coupe géologique de Roquet F4.....	42
Tableau 6 : Caractéristiques techniques de Roquet F1	42
Tableau 7 : Caractéristiques techniques de Roquet F2	42
Tableau 8 : Caractéristiques techniques de Roquet F3	43
Tableau 9 : Caractéristiques techniques de Roquet F4	43
Tableau 10 : Pompage d'essais par palier d'août 1967 sur ROQUET F3	46
Tableau 11 : Pompage d'essais par palier d'août 1967 sur ROQUET F3	47
Tableau 12 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F1 (mai 2019)	47
Tableau 13 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F1 (mai 2019)	48
Tableau 14 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F2 (mai 2019)	48
Tableau 15 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F2 (mai 2019)	49
Tableau 16 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F3 (mai 2019)	49
Tableau 17 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F3 (mai 2019)	50
Tableau 18 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F4 (mai 2019)	50
Tableau 19 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F4 (mai 2019)	51
Tableau 20 : Synthèse de l'inspection vidéo de Thomazeau (mai 2019)	51
Tableau 21 : Pompage d'essais par palier sur THOMAZEAU (mai 2019)	51
Tableau 22 : Synthèse des analyses de mai 2019)	60
Tableau 23 : Volumes prélevés sur les forages Roquet et Thomazeau en 2018.....	74
Tableau 24 : Synthèse des caractéristiques hydrodynamiques au Trias.....	79
Tableau 25: Valeurs seuils du SEQ Eau.....	87
Tableau 26: Débits de rejet maximaux admissibles par le milieu en fonction des objectifs de qualité SEQ-Eau	87

1. Contexte et objectif

La commune de Jonzac a développé depuis longtemps une expertise dans l'exploitation et la valorisation de l'eau et de ses bienfaits sous toutes ses formes. L'exploitation des eaux du Trias via le forage Soenna créé en 1979, complété par une partie du débit du forage Loméga en 1994, a permis à Jonzac de devenir une station thermale (16 600 curistes en 2019) et de développer une gamme de cosmétiques « Eau thermale Jonzac » fabriquée par Léa Nature.

Soucieuse de la valorisation de ses ressources, la commune de Jonzac a développé aussi l'exploitation de la géothermie, et notamment le forage Loméga pour fournir l'essentiel des besoins de chaleur du complexe aqualudique des « Antilles de Jonzac » (400 000 visiteurs par an).

De plus, quatre anciens forages AEP captant la nappe du Turonien, alimentent un réseau géothermique basse température ouvert (15°C), aussi nommé « réseau d'eau industrielle » qui dessert dans une première tranche le Centre des Congrès, un EHPAD et une résidence de tourisme.

En complément de l'exploitation du potentiel géothermique de son sous-sol, la commune de Jonzac a créé dès 1980 un réseau de chaleur dit RCU « Réseau de Chaleur Urbain » alimenté à partir de 2 chaufferies bois et d'une chaudière fioul en appoint/secours.

Enfin, on notera que l'alimentation en eau potable de la ville est assurée depuis 2 forages exploitant l'aquifère du Cénomani, dont l'un d'entre eux a reçu son agrément « eau minérale naturelle » (le second étant en cours d'agrément).

La géothermie est devenue une des clés de développement du territoire et est actuellement intimement liée au thermalisme au travers de l'exploitation du forage Loméga pour deux usages (géothermie et thermalisme). Enfin la ville de Jonzac souhaite créer un nouveau forage au Trias « Soenna 2 », destiné à remplacer le forage Soenna.

Afin de sécuriser, optimiser et renforcer le bénéfice de cette exploitation, et de permettre le développement de la géothermie sous toutes ses formes, de mieux prendre en compte la sensibilité des milieux récepteurs et de disposer d'un cadre réglementaire conforme et sécurisé, la Ville de Jonzac a engagé un schéma directeur Energie couvrant toutes ces ressources, objet du présent document.

En parallèle la ville de Jonzac a lancé les démarches suivantes :

- **régularisation administrative des ouvrages géothermiques, et notamment du forage LOMEGA dont le permis d'exploiter est forclos (PEX du 22/03/2000 pour une durée de 15 ans) ;**
- **régularisation administrative des ouvrages géothermiques, et notamment des forages captant la nappe du Turonien qui n'ont jamais été autorisés ;**
- **dossier de déclaration préalable à la réalisation du nouveau forage Soenna 2 ;**
- **Etude d'impact global des rejets (dossier SEGI).**

2. Etat des lieux des différentes installations

2.1. Le forage Lomega

Un état des lieux complet est présenté dans le rapport A97493 « Dossier unique de demande de permis d'exploitation (PEX) et d'autorisation d'ouverture de travaux miniers (AOT) – Forage Lomega ». Seuls certains éléments utiles aux orientations et à la compréhension du schéma directeur ont été repris dans les paragraphes suivant.

2.1.1. Réalisation

Le forage LOMEGA a été réalisé de juillet à octobre 1993 par l'entreprise COFOR, la maîtrise d'œuvre étant assurée par GEOTHERMA. Les travaux ont fait l'objet d'un document de synthèse : « Dossier des ouvrages exécutés » édité en décembre 1993.

En janvier 2019, la tête de puits a été modifiée pour permettre de mettre en place une machine de Work-Over pour les tentatives de débouchage (comblement de la cave et déplacement en surface de la tête de puits et des conduites afférentes).

2.1.2. Description technique du forage

2.1.2.1. Coupe géologique et technique

Le forage capte le réservoir du Trias.

Les formations du Dogger et du Lias n'ont pas montré une productivité suffisante pour que leur exploitation puisse être envisagée. Ces formations ont donc été masquées par un tubage de soutènement Ø 7" et cimentées avant la poursuite des travaux par l'exploration des formations du Trias.

La coupe technique de l'ouvrage est présentée à la Figure 1.

Un gravillonnage (SILAQ MARCHEPRIME granulométrie 0,8/1,4) a été mis en place par Cross Over Tool, à l'extrados de la colonne captante, soit de 1 576 m et le fond de l'ouvrage.

X ≈ 384,500
 Y ≈ 351,812
 Z ≈ + 34m EPD

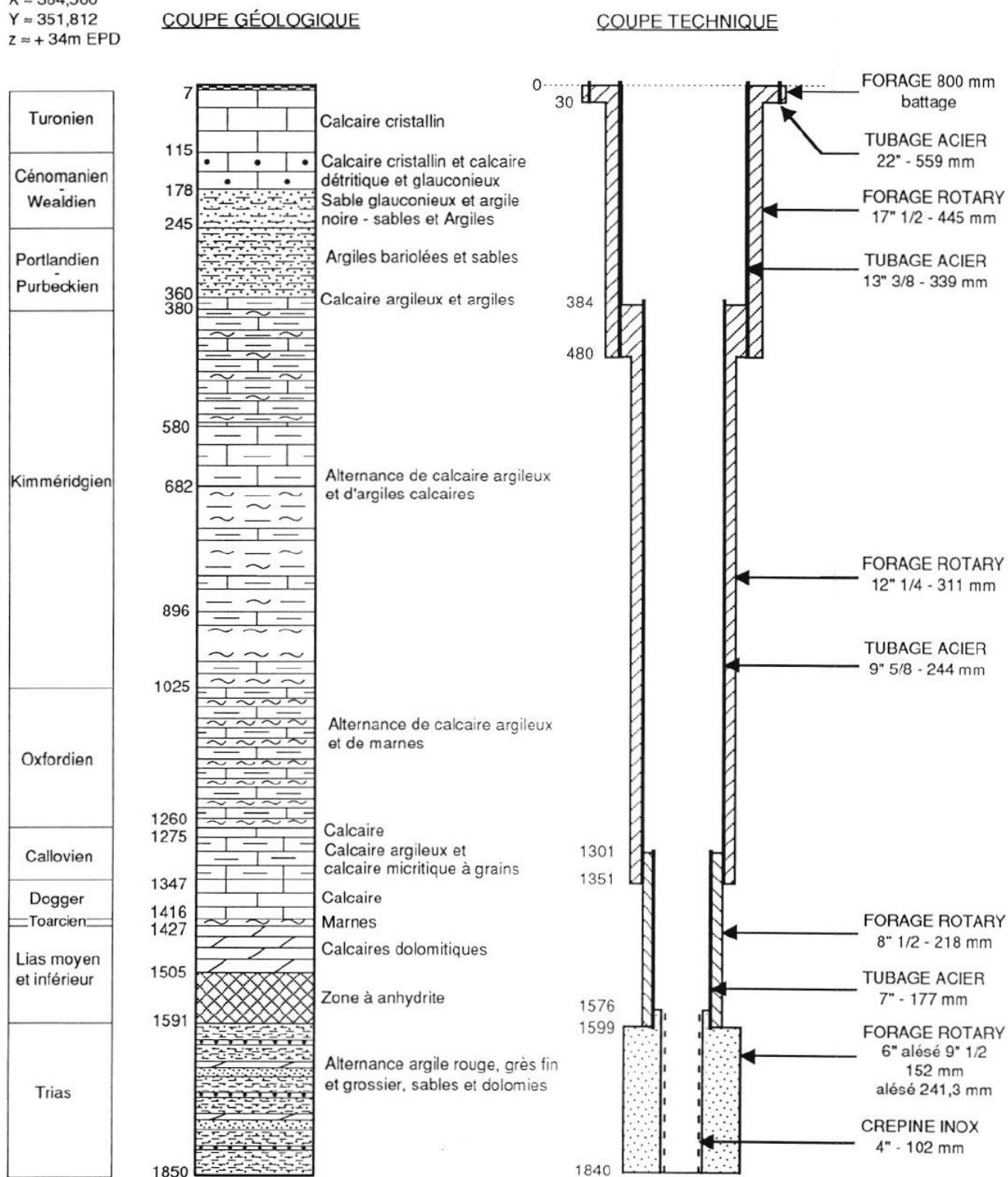


Figure 1 : Coupe géologique et technique de LOMEGA

2.1.2.2. Paramètres hydrodynamiques

Les pompages d'essais réalisés sur l'ouvrage entre septembre et octobre 1994 à la suite de sa réalisation et de son équipement, ont mis en évidence les caractéristiques hydrodynamiques du couple nappe/ouvrage suivantes.

Sont déduits du pompage par paliers :

- Pertes de charges linéaires : $B = 1,66 \text{ s/m}^2$;
- Pertes de charges quadratiques : $C = 1,1616 \cdot 10^2 \text{ s}^2/\text{m}^5$.

L'interprétation des courbes de remontée de pression enregistrées les 7 et 13 octobre 1993 à l'occasion des air-lift de test, lors du développement de l'ouvrage, ont fourni une valeur de perméabilité et de transmissivité, en ordre de grandeur : pour une épaisseur productive de 15 m (donnée fournie par le micro-moulinet), la transmissivité est de $5,4 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$.

La transmissivité n'a pas été déduite de l'essai de longue durée (30 jours à $64 \text{ m}^3/\text{h}$ environ), car l'enregistrement du débit n'a pas fonctionné correctement à la suite d'un problème d'étalonnage du compteur. Cependant une interprétation de l'essai (descente et/ou remontée) aurait pu être tentée, qui n'est plus possible aujourd'hui car le rapport ne fournit pas les valeurs de niveau enregistrées, mais uniquement des courbes.

En 2013, une interprétation de l'essai de pompage continu a été réalisée par la méthode de Jacob. La transmissivité obtenue est de $2,5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ (soit une perméabilité de l'ordre de $1 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$) (rapport ARTELIA, n°1742236 de juin 2013). Cette valeur traduit une perméabilité moyenne à faible de l'horizon aquifère du Trias capté par le forage.

2.1.3. Etat actuel de l'ouvrage

2.1.3.1. Inspection caméra en 2009

Une inspection caméra réalisée par Antea en 2009 (rapport A54632/A de mai 2009) s'est limitée aux 300 premiers mètres et à la chambre de pompage.

Les conclusions sont les suivantes :

Globalement, il ressort que la partie observée de l'ouvrage est en bon état, avec une réserve toutefois sur la présence d'éventuelles perforations qui pourraient être masquées par le dépôt minéral de sulfure de fer. Les diagraphies de conductivité et de température, fortement influencées par les manœuvres de pompe juste avant l'intervention, mettent en évidence des variations qui ne sont toutefois pas assez brutales pour être affirmatif sur ce point.

L'importance du dépôt de sulfure de fer amène toutefois à recommander de réaliser un diagnostic complet de l'ouvrage à l'occasion de la prochaine manœuvre de pompe afin de vérifier l'état du tubage en profondeur. En effet, la formation de sulfure de fer peut provenir de la réduction du fer de l'eau mais aussi de la mobilisation du fer du tubage en profondeur.

2.1.3.2. Diagnostic de 2013

Dans le cadre de l'expertise réalisé par ARTELIA (rapport n°1742236 de juin 2013), une inspection caméra a été réalisée en mars 2013 par la société Flodim. Lors de l'inspection caméra, un bouchon a été identifié en fond de chambre de pompage au niveau du télescopage des tubages 13''3/8 et 9''5/8, c'est-à-dire à 378 m de profondeur.

Ce bouchon était présenté comme composé de boue, débris noirâtres et de plusieurs colliers SERFLEX sur une hauteur de 6 m (si on considère que la base des dépôts se situe à 384 m au niveau du télescopage).

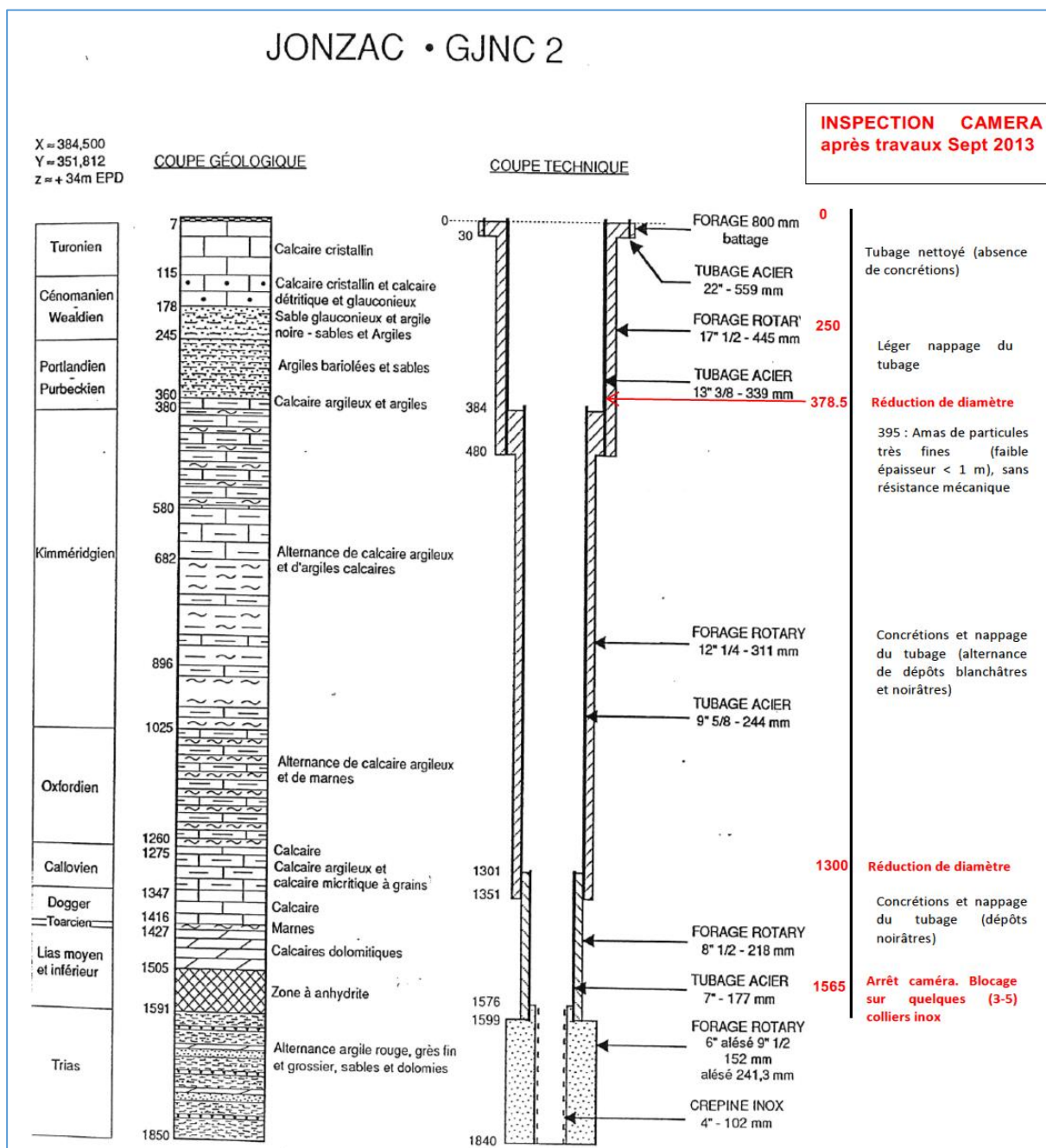
Ce bouchon a été extrait en septembre 2013 par la société FORADOUR (Travaux de nettoyage et de débouchage du forage LOMEGA, compte rendu de travaux, ARTELIA, janvier 2014).

Préalablement aux travaux, une inspection vidéo a permis de vérifier la nature et la position du bouchon à extraire mais également de constater l'état des tubages de la chambre de pompage. Sous le niveau d'eau, des dépôts consolidés et concrétions a priori peu épais nappent l'ensemble du tubage qui n'est peu ou pas visible. A partir de 240 m, les dépôts et concrétions sont plus importants, se présentant notamment sous forme de nodules de taille pluri-centimétrique, friables.

Un nettoyage de la chambre de pompage par brossage mécanique a été réalisé, afin d'enlever les dépôts/concrétions/nappage non solidement accrochés sur le tubage pour ne pas qu'ils ne viennent obstruer la chambre de pompage lors des travaux d'enlèvement du bouchon.

L'extraction du bouchon a ensuite été réalisée par la descente d'une garniture 7" et d'une boîte d'aspiration. L'injection d'air a permis de remonter des dépôts noirâtres (nodules et feuillets indurés) et de nombreux colliers (plastique et inox).

En fin de travaux, une inspection vidéo a été réalisée afin de s'assurer de l'efficacité des opérations réalisées. Cette inspection a permis de vérifier notamment l'absence de bouchon au niveau du premier télescopage (13"3/8 / 9"5/8) et l'efficacité du nettoyage de la chambre de pompage.



- Diagraphies de température et de conductivité,
- Diagraphies CBL (contrôle de la cimentation à l'extrados des tubages),
- Sonde Caliper (diamètre) pour un contrôle du diamètre des tubages et de l'épaisseur des dépôts.

Aucune anomalie majeure n'a été détectée sur ces différentes diagraphies attestant d'une qualité satisfaisante des cimentations annulaires et d'un diamètre des tubages cohérent avec la coupe technique.

Des essais de pompages ont été réalisés à la suite des travaux afin de tester l'horizon aquifère capté. Les résultats montrent que la productivité de l'ouvrage après travaux est semblable à celle observée en 1994 et lors des premières années d'exploitation. Les travaux ont donc permis de retrouver la productivité initiale du forage.

Plusieurs préconisations sont formulées :

- Limitation du débit à 50 m³/h. Cette préconisation n'est pas argumentée. L'interprétation de l'essai réalisée lors de ces travaux montre qu'à 51 m³/h il n'y a aucun effet de décrochage signalant un dépassement du débit critique et par ailleurs la règle d'égalité des pertes de charges n'est pas atteinte, les pertes de charges quadratiques restant très inférieures aux pertes de charges linéaires. Compte tenu de la profondeur de la chambre de pompage, le forage pourrait être exploité à un débit supérieur. Le seul paramètre pouvant limiter ce débit serait la vitesse d'entrée de l'eau dans les crépines, mais aucun élément ne permet de l'apprécier à ce jour (nécessité de réaliser un micromoulinet dans les crépines pour cela). Par ailleurs, il est rappelé que depuis 2013, le débit maximum n'a pas dépassé 44 m³/h.
- Suivis réguliers de niveaux par sonde enregistreuse et débit. Le suivi de ces paramètres est réalisé mais n'est pas enregistré en continu et seul des relevés journaliers sont effectués.
- Analyse d'eau d'exhaure. Ce suivi n'est pas effectué selon une période régulière. La seule analyse réalisée depuis 2013 a été réalisée en 2019.
- Maintenance annuelle. Le retrait de la pompe et sa mise en révision est effectué chaque année (durant l'arrêt des Thermes) en janvier.

2.1.3.3. Diagnostic de 2019

Dans le cadre de la préparation de la présente demande de permis d'exploitation, un nouveau diagnostic a été engagé en 2019.

Le programme du diagnostic de 2019 était le suivant :

- Inspection vidéo préalable afin de valider la procédure de débouchage,
- Débouchage du forage et inspection vidéo de contrôle du trou,
- Diagraphies température, conductivité, flux en statique de 0 à 1 840 m,
- Inspection vidéo des tubages de 0 à 1 840 m,
- Diagraphies température, conductivité, flux en dynamique de 1 525 à 1 840 m,
- Contrôle corrosion et épaisseur résiduelle du tubage de 0 à 1 576 m,
- Contrôle de cimentation de 0 à 1 576 m,
- Pompage par paliers.

La première tentative de débouchage du forage, réalisée du 17 au 23 janvier par air lift, n'a pas abouti et la Commune de Jonzac n'a pas souhaité qu'une nouvelle tentative soit réalisée, en raison des

contraintes d'exploitation (chauffage des Antilles, remise en service des Thermes). Le bouchon est donc toujours présent à 1 565 m et un nouveau bouchon composé de concrétions a été constaté par inspection vidéo à environ 1 300 m, au niveau du croisement des tubages Ø9"5/8 et Ø7". Les crépines n'ont pu être investiguées.

2.1.3.3.1. Diagraphies

Les conclusions du diagnostic 2019 (Diagnostic d'Ouvrage, Forage LOMEGA, diagraphies de production naturelle – contrôle de cimentation – Mesure BHTV – Mesure OPTV, Hydroassistance, janv 2019) sont les suivantes :

« Le niveau piézométrique mesuré le 27 janvier 2019 était situé à 40.30 mètres sous le repère pris au sommet du tube en acier de diamètre 13" ³/₈. »

Il est à noter que la présence de dépôts au niveau de la réduction de section de 9" ⁵/₈ à 7" obstruant l'accès à la partie basse de l'ouvrage - n'a pas permis d'effectuer l'ensemble des mesures initialement programmées, en dessous de la profondeur de 1 299 mètres sous le repère.

Le contrôle de cimentation (mesure CBL/VDL) de l'état des cimentations des espaces annulaires des tubes en acier constituant la chambre de pompage - a mis en évidence la qualité globalement très satisfaisante de la gangue de ciment présente à l'extrados des équipements, avec des mesures de résonance globalement peu élevées sur l'ensemble de l'ouvrage.

La mesure BHTV effectuée au droit des tubes de la chambre de pompage de diamètres 13" ³/₈ et 9" ⁵/₈ dans le but de déterminer l'épaisseur résiduelle des tubes n'a pas permis d'aboutir à une interprétation fiable, compte tenu de la présence de corrosion et de dépôts sur toute la hauteur de cette partie des équipements.

L'imagerie de paroi (mesure OPTV) n'a révélé aucune dégradation mécanique des équipements en acier de la chambre de pompage, investigués jusqu'à la profondeur de 1296.90 mètres. Les dépôts noirâtres présents sur la majeure partie des tubes n'ont pas permis d'optimiser le rendu visuel de la mesure, où de nombreux nodules et/ou concrétions ont cependant été identifiés. »

Les profils des diagraphies de production naturelle mesurés en 2013 et 2019 peuvent être comparés.

Les anomalies présentes et constatées au droit de la partie supérieure des profils (entre la surface et la profondeur de 400 m environ) ne peuvent être intégralement mises sur le compte des perturbations engendrées par les opérations de manutention (pompe de test et manœuvres liés aux tentatives de débouchage de la partie basse de l'ouvrage).

La perturbation sur le profil de température entre 180 et 230 m environ, que l'on retrouve quasi-identique en 2013 et 2019, est probablement liée à des circulations d'eau froide dans les sables et argiles du Cénomaniens – Wealdien présents entre 178 et 245 m. Cette circulation d'eau froide vient refroidir de manière accélérée ce tronçon de la colonne d'eau immobile.

En revanche pour la conductivité, en l'absence d'éléments objectifs (observation à la caméra par exemple) les anomalies constatées entre 150 m et 350 m sont probablement imputable aux manœuvres de pompe précédant la mesure (le frottement libre des dépôts sulfure de fer influant sur la mesure).

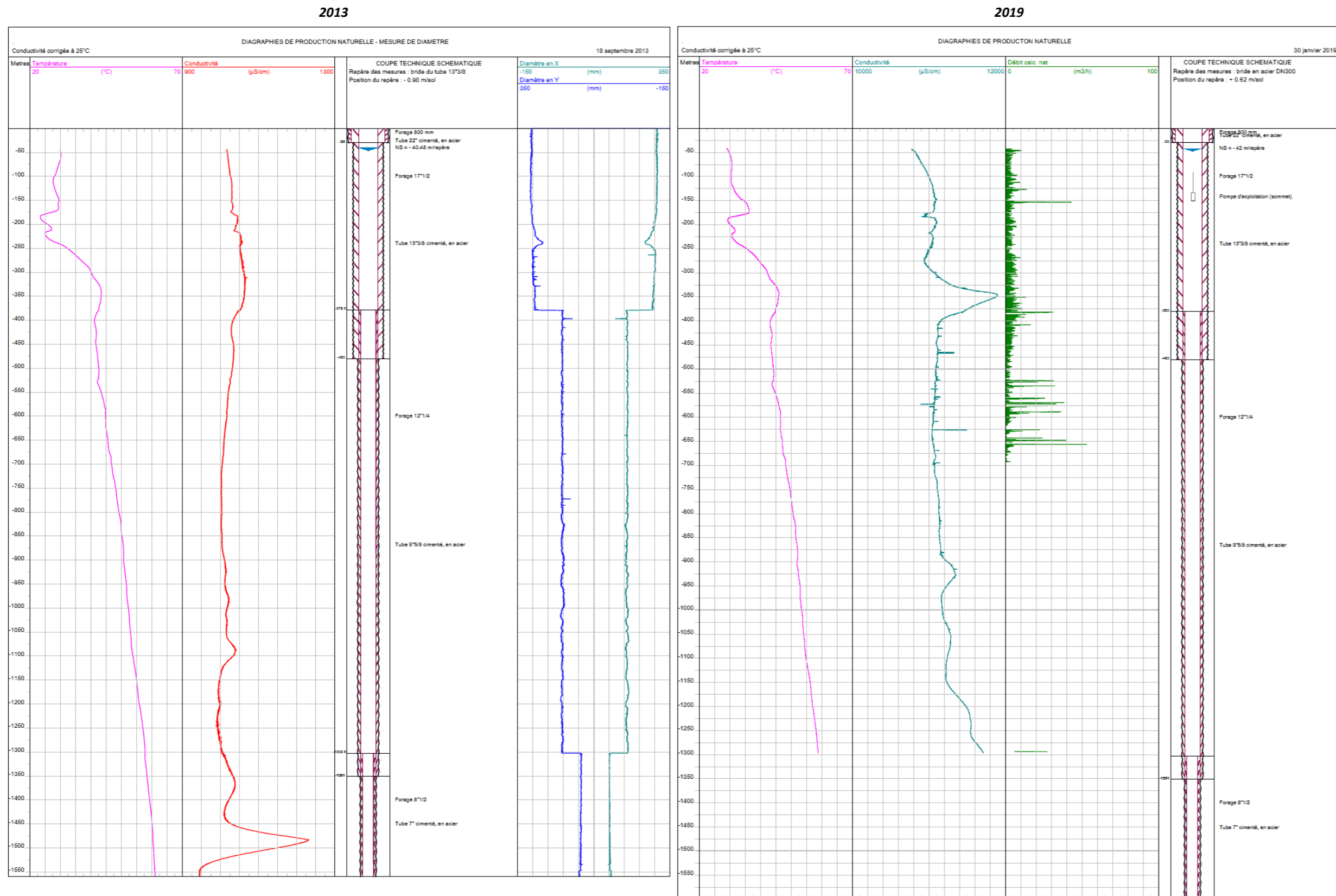


Figure 3 : Diagraphies température – conductivité de 2013 et de 2019

« En dessous de la profondeur de 400 mètres, la thermographie est marquée par un gradient de température de la colonne d'eau de l'ordre de 0.49°C pour 30 mètres. Ce gradient, inférieur au gradient géothermique moyen naturel, témoigne de l'état transitoire de la colonne d'eau, en cours d'équilibre avec les formations encaissantes, à la suite du test de pompage effectué au cours des jours précédents.

La minéralisation globale de la colonne d'eau présente des valeurs de conductivités très élevées qui varient entre 10 800 et 11 900 $\mu\text{S/cm}$, avec notamment une importante anomalie positive centrée à la profondeur de 347 mètres sous le repère.

Les formations aquifères captées par cet ouvrage correspondent à des faciès côtiers (rattachés au Trias), de type lagunes, au sein desquels s'accumulent des sels qui sont en lien direct avec la qualité très minéralisée des eaux produites.

Les caractéristiques moyennes de la colonne d'eau sont les suivantes :

- au début des mesures, à 43.30 mètres :
 - température : 29.1°C
 - conductivité : 10774 $\mu\text{S/cm}$ (corrigée à 25°C)
- à la base des mesures, à 1296.00 mètres :
 - température : 58.8°C
 - conductivité : 11707 $\mu\text{S/cm}$ (corrigée à 25°C)

Nota : La mesure de flux effectuée alors que l'ouvrage n'était pas sollicité mécaniquement a fonctionné jusqu'à la profondeur de 660 mètres sous le repère environ, sans révéler d'anomalies particulières au droit des tubes pleins de la chambre de pompage.

En dessous de la profondeur de 660 mètres, le bon fonctionnement de la rotation de l'hélice du micromoulinet a été contraint par la présence d'importants dépôts mobilisés au passage de la sonde. »

2.1.3.3.1. Pompages d'essai par paliers

Les pompages d'essai par paliers ont été réalisés par la société FORADOUR en janvier 2019.

Les résultats sont présentés sur la figure suivante. Ils sont comparés à ceux de l'essai réalisé en 1994.

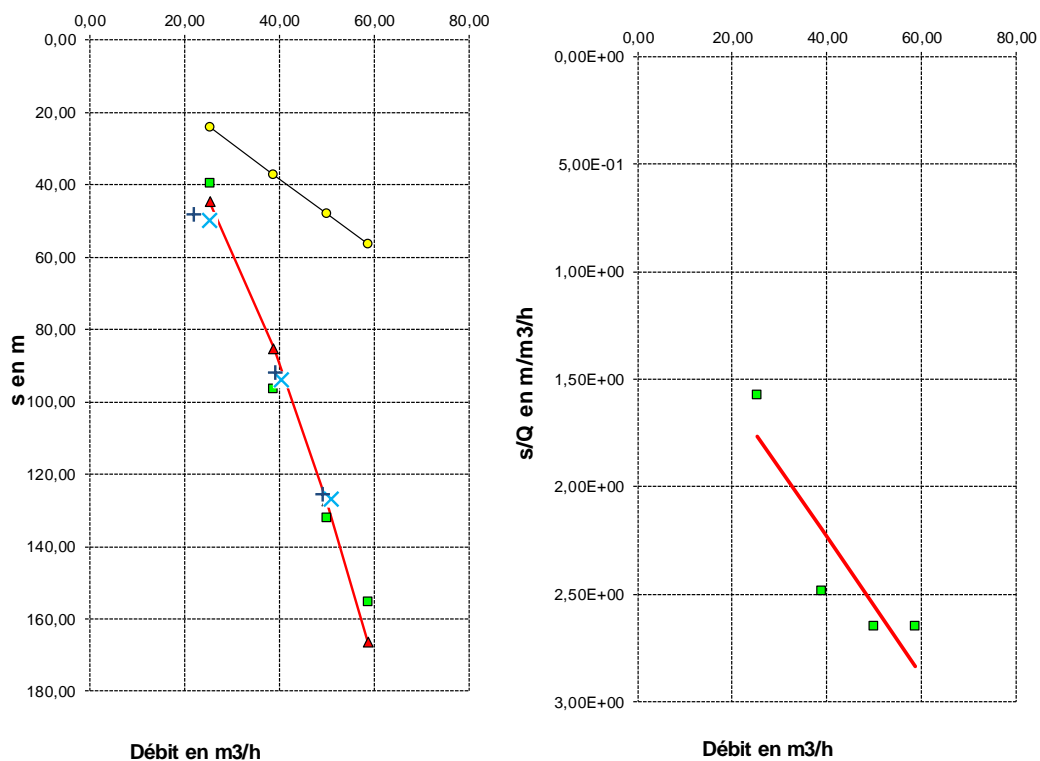
Les pertes des charges enregistrées lors de la réalisation du forage en 1994 ont très peu évolué, ainsi que cela a pu être mesuré lors des différents essais réalisés en 2013 (après évacuation du bouchon présent à 378 m de profondeur) et en 2019. Le débit spécifique de l'ouvrage est de l'ordre de 0,4 $\text{m}^3/\text{s/m}$.

Le débit critique de l'ouvrage n'est pas atteint à 58.70 m^3/h .

ESTIMATION DES PERTES DE CHARGE




INFORMATIONS GENERALES

Intitulé de l'affaire : **Dossier DOTEX PEX du forage LOMEGA**
 Client : **Ville de Jonzac** Nom du forage : **LOMEGA**
 N° de l'affaire : **PCHP170163** Date du pompage : **06/02/19**



INTERPRETATION

	C s2/m5	B s/m2	C h2/m5	B h/m2
Coefficients de perte de charge	413 834	3451	3,19E-02	9,59E-01

 **Rabattement**
 $s = BQ + CQ^2$
 $s = BQ$

DONNEES DE L'ESSAI

	Palier 1	Palier 2	Palier 3	Palier 4
Q (m3/h)	25,30	38,80	49,90	58,70
Q (m3/s)	7,03E-03	1,08E-02	1,39E-02	1,63E-02
s/Q observé en m/m3/h	1,57E+00	2,48E+00	2,65E+00	2,65E+00
s/Q calculé en m/m3/h	1,77E+00	2,20E+00	2,55E+00	2,83E+00
Q/s observé en m3/h/m	0,64	0,40	0,38	0,38
Q/s calculé en m3/h/m	0,57	0,46	0,39	0,35
Temps de pompage (s)	18000	18000	18000	18000
Temps de remontée (s)	0	0	0	0
P.D.C. Quadratique CQ (m)	20,44	48,07	79,51	110,03
P.D.C. Linéaire BQ (m)	24,25	37,19	47,83	56,27
Rabattement calculé (m)	44,69	85,27	127,35	166,30
Rabattement observé (m)	39,74	96,36	132,15	155,35
Ecart (Rcal-Robs) en m	4,95	-11,09	-4,80	10,95

REMARQUES :

X : paliers d'août 1994
 + : paliers de 2013 après débouchage

ANTEA Région Grand-Ouest

Figure 4 : Interprétation du pompage d'essai de janvier 2019 et comparaison avec l'essai de 1994

2.1.4. Evolution du niveau dynamique

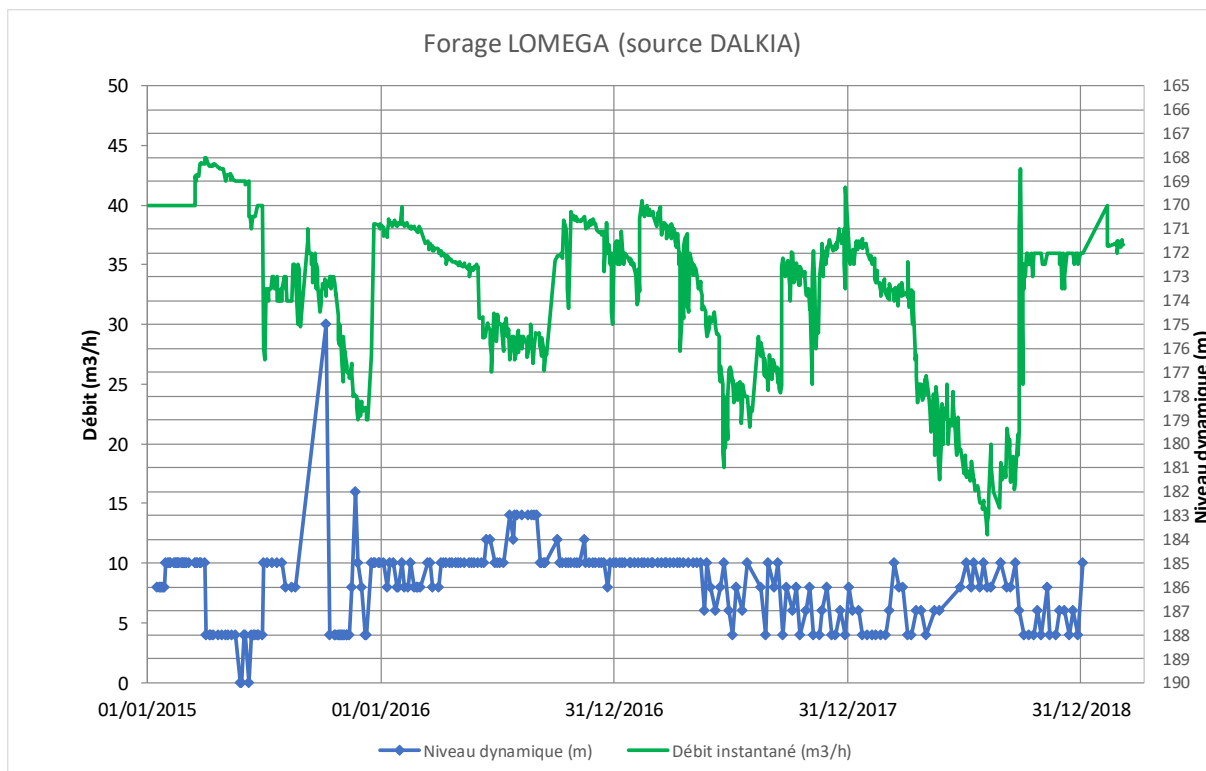


Figure 5 : Niveau dynamique et débit instantané depuis 2015

Le forage LOMEGA est exploité en continu, 24h/24.

Le niveau dynamique, mesuré manuellement au moins une fois par semaine, varie entre 183 et 190 m de profondeur en fonction de débit : lorsque le débit diminue, le niveau dynamique remonte, et inversement.

Nota : la mesure de niveau dynamique de 175 m est probablement une erreur de saisie.

2.1.5. Evolution de la qualité du fluide géothermal

2.1.5.1. Température

La température de l'eau d'exhaure du forage LOMEGA est mesurée manuellement en entrée des Antilles. L'historique disponible depuis 2015 indique que cette température est stable, égale à 60°C.

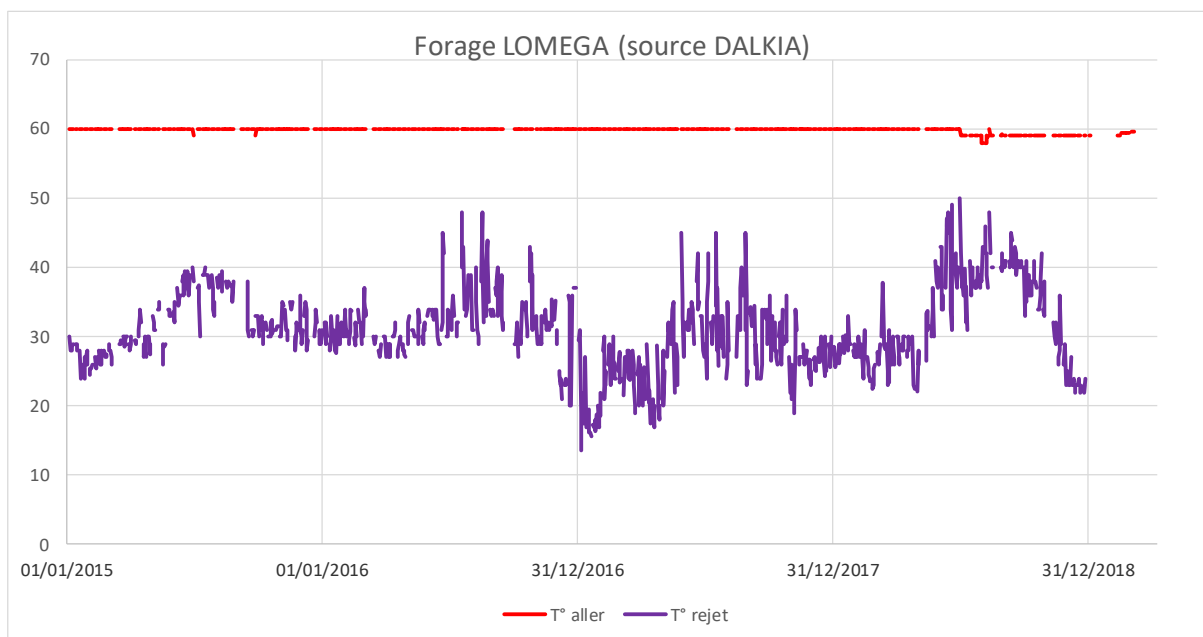


Figure 6 : Température en entrée des Antilles et température de rejet depuis 2015

2.1.5.2. Evolution des paramètres physico-chimiques

Les analyses disponibles sont reportées au tableau suivant ainsi les quelques meures effectuées lors du diagnostic de 2019.

	13/10/1993	14/09/1995	26/05/2003	10/02/2015	12/02/2019
Température	55.2	59,7°C	58.7°C	61.3°C	60,8 °C
Conductivité	8830 µS/cm	8 213 µS/cm	8760 µS/cm	9940 µS/cm	10 540 µS/cm
pH	7.95	6,8	6.65	6.9	6.9
Turbidité		<1 FAU		116 nfu	
Couleur		1 U.Hazen		absence	
Odeur		Sulfurée		sulfurée	
MES		Néant			
redox		-210 mV		-108 mV	
O2 dissous		<0,010 mg/l		1.55 mg/l	
Anhydride carbonique libre		44 mg/l	60 mg/l	66 mg/	
Cations					
Sodium (mg/l)	1552.5	1 550	1601	1700	
Potassium (mg/l)	81.9	110	96.8	100	
Calcium (mg/l)	440	435	414	500	
Magnésium (mg/l)	77.8	92	81	90	
Ammonium (mg/l)		0	1.89	1.93	
Fer (mg/l)	7.5	1.88	9.3	4.6	
Anions					
Carbonate (mg/l)	0	0	0.10		
Bicarbonate (mg/l)	256.20	237.9	237	231.38	
Chlorure (mg/l)	1704	1 650	1705	2250	
Sulfate (mg/l)	2240	2 350	2266	2150	
Nitrite (mg/l)	0	0	0.04	<1	
Nitrate (mg/l)	0	0	<1	<0.2	
Phosphate (mg/l)		0	<0.1	<0.4	
Micro-organismes revivifiables à 36°C				1 OFC/ml	3 UFC/ml
Autre paramètres bactério				Non détectés	Non détectés
Legionelles				Non détectés	Non détectées

Tableau 1 : Analyses chimiques forage Lomega

On constate que l'eau du forage LOMEGA est riche en chlorures, sulfates et sodium, comme l'illustre le diagramme de Piper sur la Figure 7. La conductivité élevée mesurée en 2019 est à mettre en relation avec les travaux effectués (mobilisation de sulfure de fer).

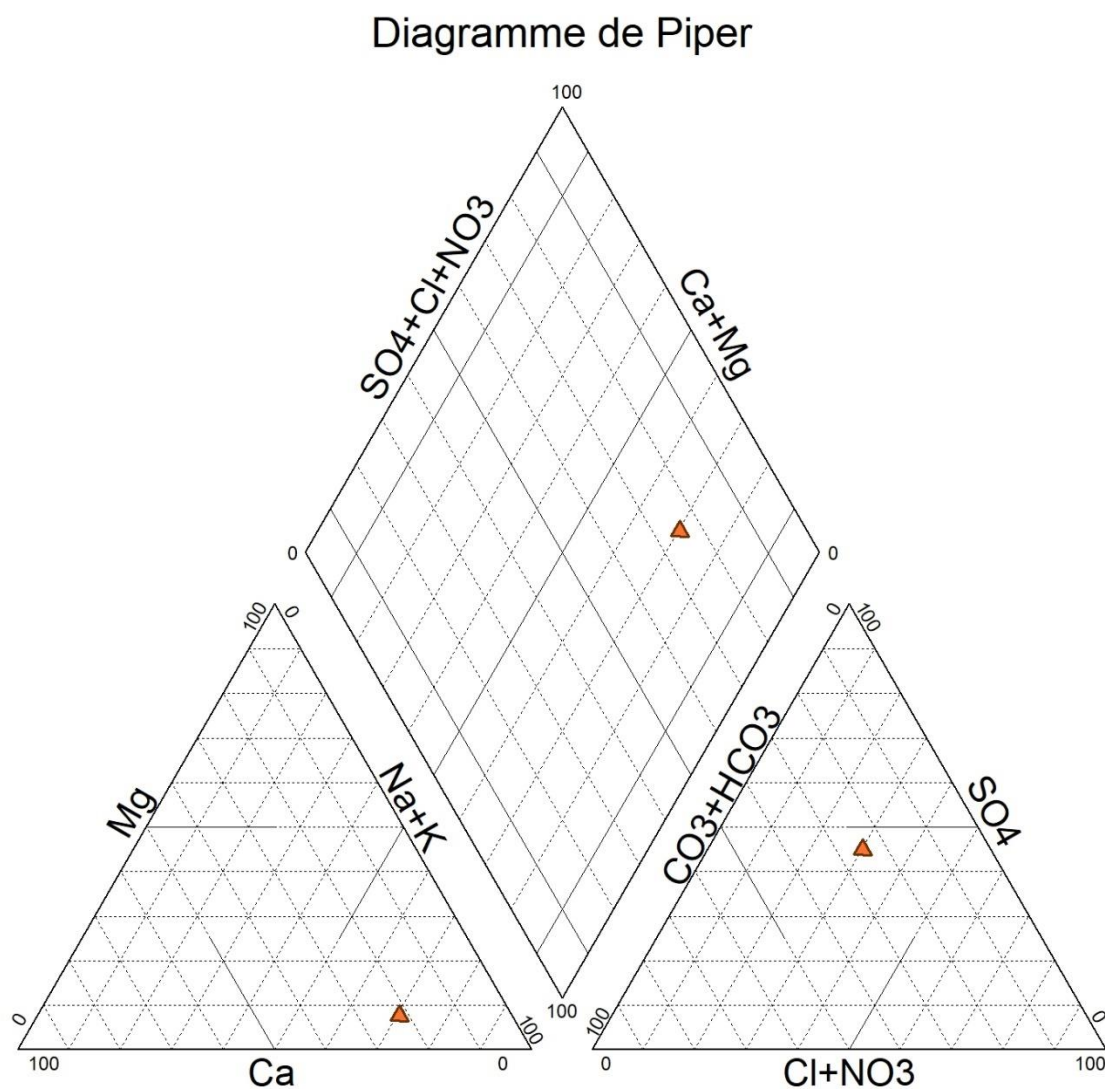


Figure 7 : Diagramme de Piper de l'eau du forage LOMEGA

2.1.6. Synthèse sur l'état de l'ouvrage

Il ressort de l'ensemble de ces éléments les principaux points suivants :

- La cimentation du tubage, vérifiée en 2013 et 2019 est globalement bonne. Elle paraît moins compacte mais présente au droit des terrains aquifères (Turonien surtout, et Cénomaniens dans une moindre mesure). Le CBL réalisé en 2013 jusqu'à 1560 m montre que le tubage 7" est aussi bien cimenté, ce qui n'a pas pu être vérifié en 2019.
- Les examens vidéo (2013, jusqu'à 1565 m) et OPTV (2019 jusqu'à 1297 m) montrent que les tubages présentent :
 - Au niveau du 13"3/8 un état oxydé jusqu'à 135 m de profondeur.

- Au-delà, le puits présente sur l'ensemble des tubages un dépôt noirâtre (sulfures de fer probable) pouvant lui donner un aspect noduleux. Il n'est pas relevé d'anomalie mécanique lors de ces examens visuels.
- Du fait de la présence de ce dépôt, la digraphie BHTV réalisée en 2019 n'a pas permis de réaliser une mesure d'épaisseur d'acier interprétable.
- Malgré la tentative de désobstruction de Janvier 2019, le puits reste obstrué à 1297 m par des plaques de dépôts reposant sur des colliers serflex. Ce bouchon est mobile et n'empêche pas la production de l'ouvrage dont le débit spécifique reste stable depuis sa création.
- Les analyses d'eau réalisées depuis 1993 ne montrent pas d'évolution notable du fluide géothermal, et notamment pas de signe d'introduction d'eau moins minéralisée venant le diluer.

L'ensemble de ces observations ne montrent aucun élément qui pourrait indiquer une dégradation forte de l'état des tubages. Pour autant, les investigations réalisées, et notamment le contrôle d'épaisseur des tubages qui n'a pas été concluant en 2019, ne permettent pas, à ce jour, de conclure fermement sur une durée de vie de l'ouvrage.

Le seul élément pouvant éclairer cette durée de vie est le fait que le forage SOENNA, réalisé en 1979, présente une durée de vie de 40 ans et présente maintenant des signes de forte défaillance (forte corrosion de la chambre de pompage). Le forage LOMEGA ayant été réalisé en 1993, la même durée de vie amène à considérer un usage satisfaisant jusqu'en 2033.

2.1.7. Travaux à prévoir sur le forage

En raison de contraintes d'exploitation (nécessité d'alimenter les Thermes), le diagnostic du forage LOMEGA n'a pas pu être poursuivi jusqu'au bout en janvier 2019. Les crépines n'ont pas pu être investiguées en raison d'un obstacle présent à l'entrée des crépines empêchant les outils de digraphie de pénétrer plus avant.

Lorsque le forage SOENNA 2 (amené à remplacer le forage SOENNA) aura été réalisé et mis en service, une opération de débouchage sera de nouveau tentée, avec un temps d'intervention possible beaucoup plus long et en période de faible usage du forage (période estivale).

Compte tenu du planning de réalisation du forage SOENNA 2, ces travaux seront réalisés à compter de 2022, prévisionnellement en 2024 soit 5 ans après le dernier diagnostic réalisé. L'opération de débouchage du forage LOMEGA est estimée à 250 000 à 300 000 K€ HT et nécessitera une probable remise en boue de l'ouvrage.

L'opération sera financée par la Ville de Jonzac. A l'issue de ce diagnostic complet, la Ville de Jonzac sera en mesure de prendre les décisions nécessaires pour pérenniser l'ouvrage jusqu'à l'échéance du permis d'exploitation (programme de surveillance par digraphies éventuellement renforcé, rechemisage éventuel) ou à l'abandonner et le remplacer en fonction d'une analyse technico-économique à réaliser à l'issue de ce diagnostic.

sur les canalisations dans les chambres de vannes de manière à pouvoir rincer ou curer les points bas des traversées.

Le parcours du réseau entre la tête de puits et la sous station de répartition étant en terrain inondable, chaque élément de 12 ml du réseau a été lesté au moyen de plots en béton.

La canalisation de liaison entre la sous station de répartition et les Thermes (canalisation qui ne fait pas partie du périmètre minier) passe sous la voie ferrée par l'intermédiaire d'un fonçage qui a fait l'objet d'une étude qui a reçu l'accord de la SNCF.

Remarque : c'est le polybutène qui a été retenu pour la liaison de la sous station de répartition au local technique des Thermes, prise en charge et réalisée par la Chaîne Thermale du Soleil (propriétaire des Thermes).

2.2. Les Antilles

2.2.1. Contexte

Inauguré en Juillet 2002, le complexe des Antilles de Jonzac, est un centre aquatique ayant pour thème les Antilles qui conjugue centre aquatique et centre de remise en forme, sous une toile tendue de grande envergure (concept du projet).

L'établissement, déployé sur 11 500 m², s'organise en trois principaux espaces :

- Le lagon exotique et ses plages de sable blanc,
- Le jardin tropical et son théâtre de verdure,
- Le centre de remise en forme et son espace beauté.

Ces pôles sont reliés entre eux par des passerelles, agrémentés de cases créoles et de carbets de bois figurant l'accueil et les vestiaires, les bars et les boutiques, la salle de danse ou encore le restaurant panoramique.



Figure 9: Schéma des Antilles

Le parc aquatique est prévu pour accueillir jusqu'à 2 500 personnes (capacité d'accueil maximale instantanée).

2300 m² de surface de plan d'eau répartie en 10 bassins :

- Espace lagon : 4 bassins pour 1670 m² (dont 1 bassin extérieur de 250 m²) chauffés à 29°C ;
- Espace remise en forme : 6 bassins pour 630 m² (dont 1 bassin extérieur de 95 m²) chauffés entre 33 et 35°C.

Les installations techniques sont exploitées en contrat d'exploitation (de type P2) par la société DALKIA.

Les pompes à chaleur installées sur la géothermie sont intégrées dans un CREM (titulaire DALKIA).

2.2.2. Production de chaleur

Les Antilles sont alimentées par 3 moyens de production, par ordre de priorité :

- Géothermie profonde par échange Direct (Lomega) avec une eau à 56°C et un débit variant actuellement entre 50 et 30 m³/h ;
- PAC en relèvement (1231 kW) installées pour augmenter la température eau chaude sortie échangeur géothermal de 50°C à 70°C : Puissance mesurée à 845 kWc ;
- Réseau de chaleur urbain : via un échangeur à eau chaude alimenté à 80°C.

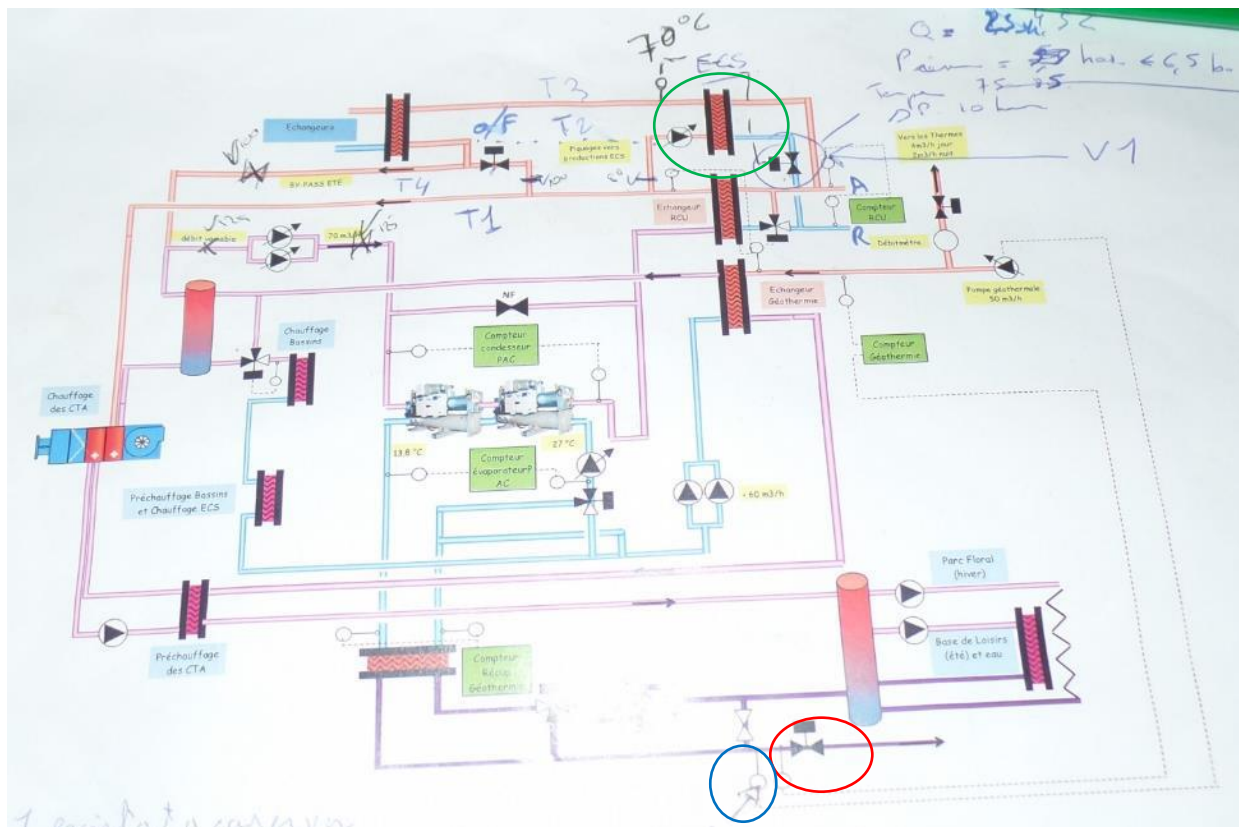


Figure 10: Schéma de fonctionnement des Antilles

Des travaux de modifications étaient en cours en mars-2018 avec :

- Mise en place d'une vanne 2 voies sur le rejet lagune pour limiter le débit géothermal ;
- Modification du raccordement condenseur PAC sur ECS (actuellement raccordé sur le Primaire du réseau de chaleur) ;
- Déplacement de la sonde de température du compteur géothermal (actuellement positionnée avant l'échangeur de récupération PAC sur rejet lagune).

2.2.3. Bilan énergétique

Le bilan énergétique détaillé est présenté pour l'année 2018 qui est la plus représentative avec un fonctionnement effectif des travaux PAC réalisés dans le cadre du CREM.

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent ce bilan :

	Géothermie par Echange Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	RCU	Besoins Antilles
	18A + 18B-17	17	16-17	19	Total
Janvier	751 MWh	440 MWh	269 MWh	163 MWh	1 623 MWh
Février	574 MWh	348 MWh	209 MWh	180 MWh	1 311 MWh
Mars	567 MWh	372 MWh	237 MWh	189 MWh	1 365 MWh
Avril	476 MWh	242 MWh	286 MWh	73 MWh	1 077 MWh
Mai	207 MWh	380 MWh	190 MWh	3 MWh	780 MWh
Juin	148 MWh	81 MWh	47 MWh	7 MWh	283 MWh
Juillet	170 MWh	28 MWh	15 MWh	18 MWh	231 MWh
Août	182 MWh	0 MWh	0 MWh	93 MWh	275 MWh
Septembre	187 MWh	0 MWh	2 MWh	23 MWh	212 MWh
Octobre	192 MWh	247 MWh	141 MWh	13 MWh	593 MWh
Novembre	313 MWh	363 MWh	221 MWh	138 MWh	1 035 MWh
Décembre	696 MWh	515 MWh	297 MWh	169 MWh	1 678 MWh
TOTAL	4 463 MWh	3 016 MWh	1 914 MWh	1 070 MWh	10 463 MWh

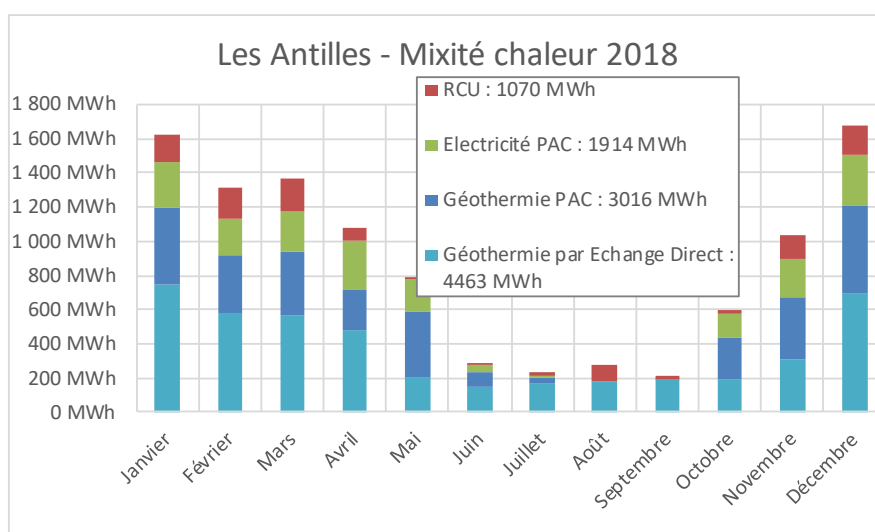


Figure 11: Bilan énergétique 2018

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la mixité énergétique des Antilles depuis 2012.

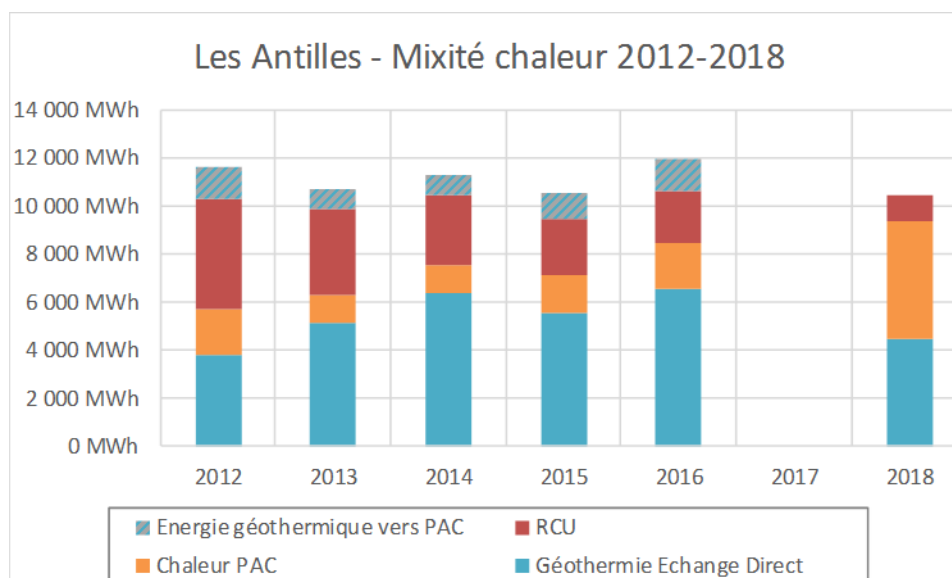


Figure 12: Mixité chaleur Antilles : 2012 - 2018

Remarques :

- L'année 2017 a été neutralisée car elle correspond aux travaux de mise en service des PAC avec des bilans énergétiques mensuels pas toujours cohérents (liés aux travaux et à la mise au point)
- Un doute subsiste sur le comptage de l'énergie géothermique jusqu'en 2016, car elle pourrait comprendre l'énergie géothermie transmise à l'ancienne PAC (avant travaux) ce qui abaisserait la consommation des Antilles d'environ 1000 MWh/an. En effet le compteur géothermique (18A) existe depuis cette période et l'implantation des moyens de mesures (s'ils n'ont pas été déplacés depuis) semble montrer que l'ensemble de l'énergie géothermique (y compris vers la PAC mais hors récupération rejet lagune – réalisé dans le CREM) était comptabilisé.

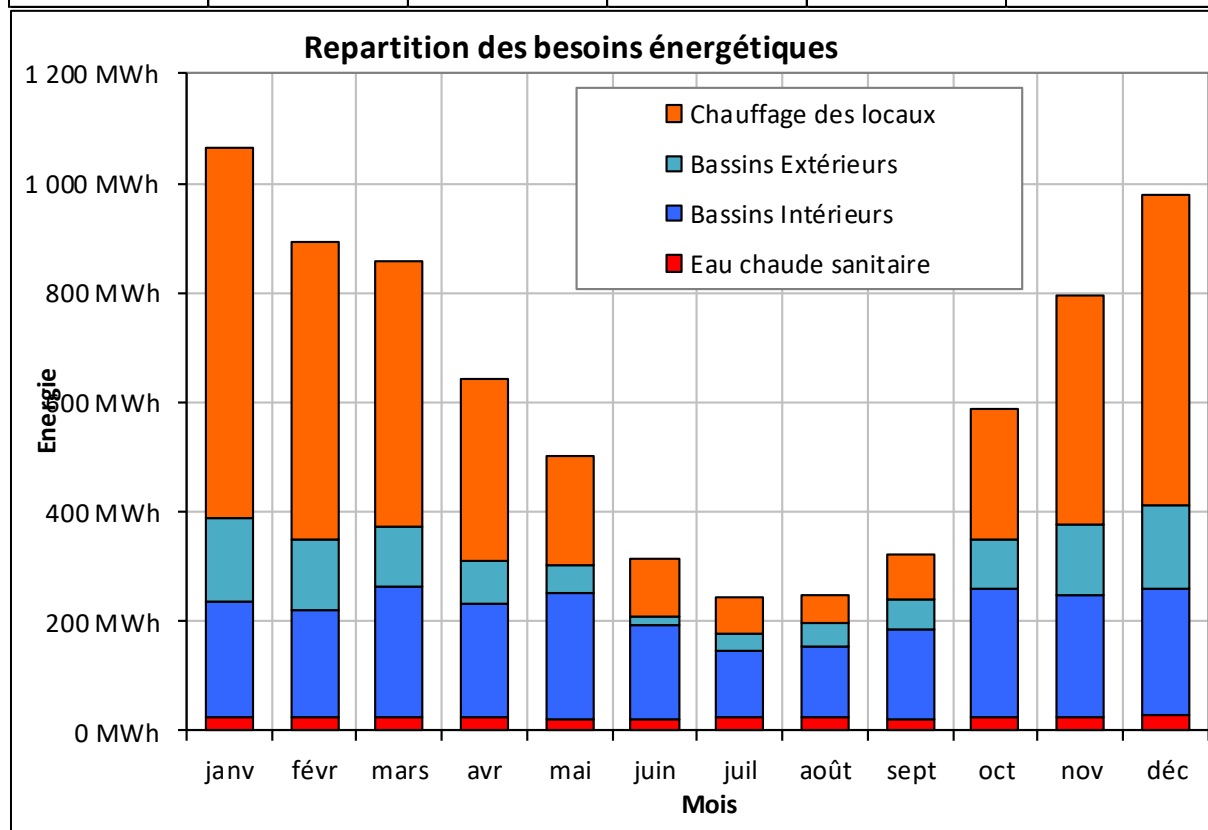
La consommation utile de chaleur des Antilles est assez stable à environ **10 000 MWh/an**. L'énergie géothermique fournie par échange direct a baissé depuis la réalisation des travaux de remplacement des PAC à environ 4 000 MWh/an contre 6 000 MWh/an.

Des travaux d'économie d'énergie thermiques ont été réalisés fin 2018 sur les Antilles. Ces travaux concernent principalement le remplacement de CTA avec modulation d'air neuf et mise en place de récupération d'énergie sur l'air extrait. L'étude préalable aux Travaux indique une économie attendue de **2 600 MWh/an** de chaleur.

La maîtrise d'ouvrage nous demande de prendre en compte une réduction plus faible des consommations (efficacité réelle des travaux et augmentation des exigences de confort). Aussi, les besoins énergétiques de référence des Antilles sont considérés à **8 500 MWh/an**.

A partir de ces éléments, nous présentons ci-dessous un profil énergétique mensuel et dynamique du complexe des Antilles.

	Bassins Intérieurs	Bassins Extérieurs	Chauffage des locaux	Eau chaude sanitaire	Total Besoins
Janvier	211 MWh	152 MWh	831 MWh	24 MWh	1 218 MWh
Février	196 MWh	128 MWh	675 MWh	24 MWh	1 023 MWh
Mars	236 MWh	113 MWh	595 MWh	26 MWh	969 MWh
Avril	206 MWh	82 MWh	412 MWh	25 MWh	724 MWh
Mai	228 MWh	54 MWh	253 MWh	22 MWh	557 MWh
Juin	171 MWh	17 MWh	124 MWh	21 MWh	333 MWh
Juillet	121 MWh	33 MWh	95 MWh	26 MWh	275 MWh
Août	126 MWh	44 MWh	96 MWh	27 MWh	292 MWh
Septembre	165 MWh	56 MWh	136 MWh	20 MWh	376 MWh
Octobre	236 MWh	89 MWh	328 MWh	25 MWh	678 MWh
Novembre	222 MWh	127 MWh	545 MWh	27 MWh	921 MWh
Décembre	231 MWh	154 MWh	720 MWh	27 MWh	1 133 MWh
TOTAL	2 348 MWh	1 050 MWh	4 809 MWh	293 MWh	8 500 MWh
Part	27,6%	12,3%	56,6%	3,4%	100,0%



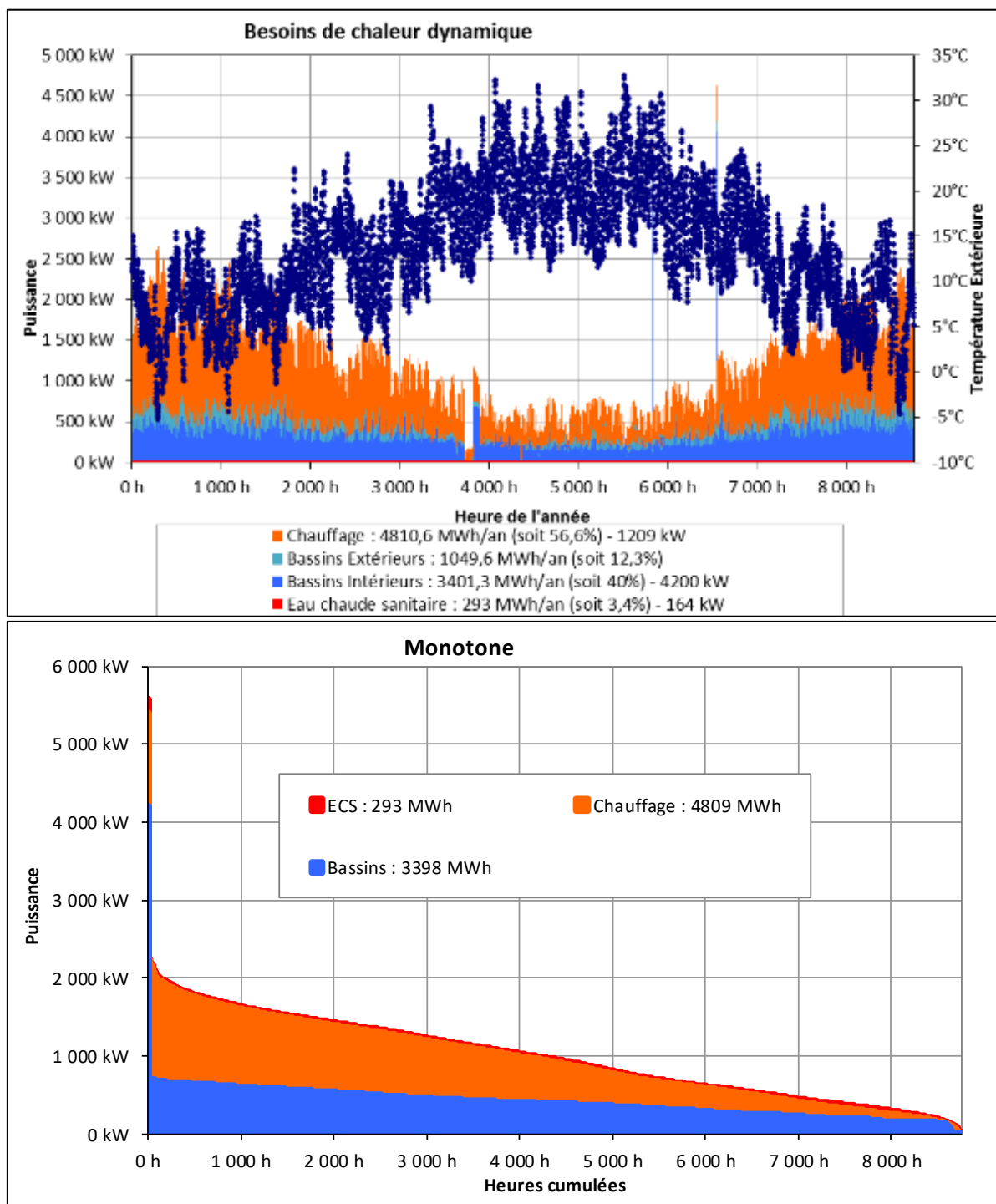


Figure 13: Profil énergétique mensuel et dynamique du complexe des Antilles

2.2.4. Constats

A partir des données collectées et observations de terrain, les constats suivants sont effectués :

- Les travaux sur le réseau d'eau géothermale réalisés en 2018 : fonctionnement sur variateur de la pompe Loméga piloté sur T° rejet lagune (27°C) : régulation en pression de la pompe + V2V sur T° au rejet Lagune. Ces modifications visent à offrir un meilleur pilotage de l'appoint Thermes en particulier
- Les PAC produisent toujours à 70°C. Ceci implique de faibles COP alors que cette température n'est pas nécessaire pour les CTA.
- La part traitée par échange direct (la plus pertinente énergétiquement) est réduite => le schéma actuel n'est pas optimal (il se traduit aussi par des rejets à 27°C dans le milieu naturel, ce qui montre que la ressource géothermale n'est pas exploitée au maximum de son potentiel).

2.3. Le réseau de chaleur

2.3.1. Contexte

Le réseau de chaleur de Jonzac est composé d'un réseau de distribution en eau chaude d'environ 20 km (de tranchées) desservant 370 sous-stations dont plus de 300 particuliers. Le réseau de distribution est réalisé en résine (partie historique années 80) et en acier préisolé. Les températures de fonctionnement sont de 75 à 85°C au départ, et 65°C au retour.

Le réseau est alimenté par des chaufferies Bois et Fioul.

La chaufferie de Jonzac 3 (la Source) fonctionne d'octobre à Juin (avec des réseaux de distribution séparés (au niveau du rond-point).

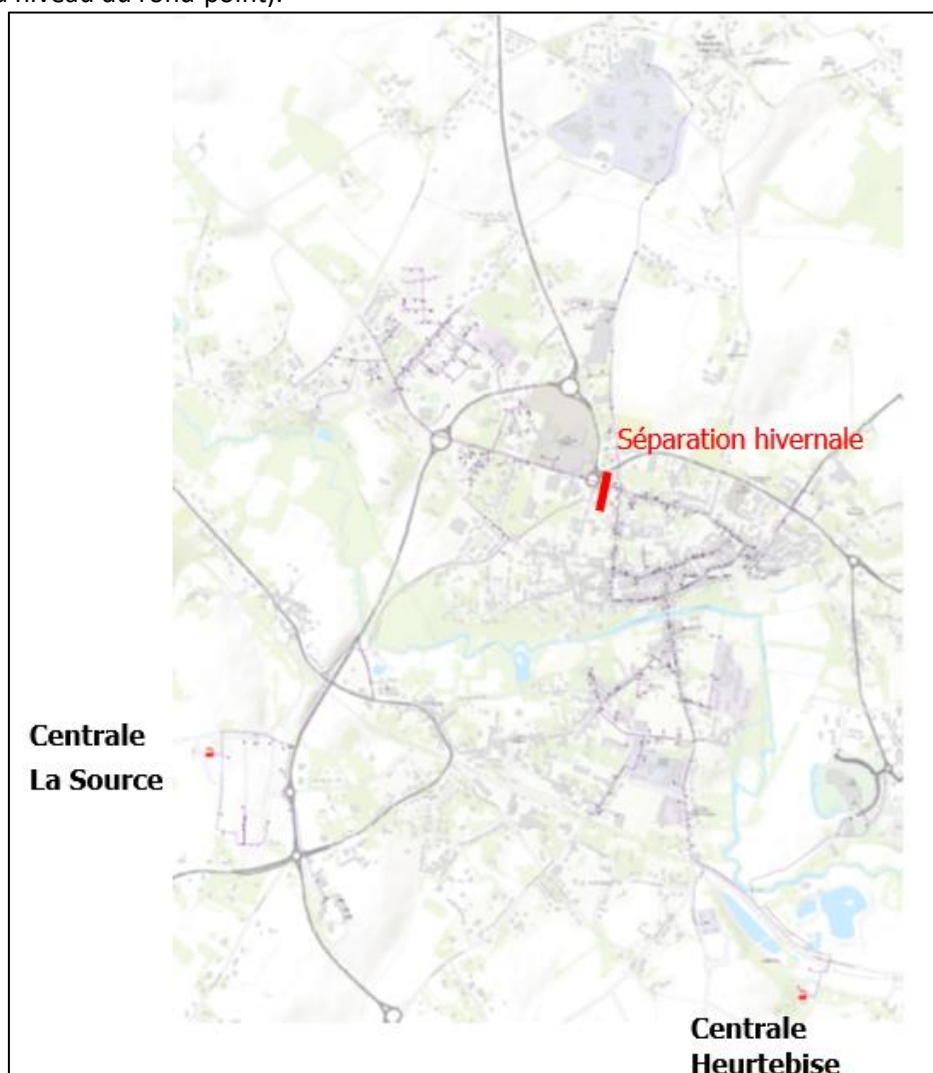


Figure 14: Localisation chaufferies

Le réseau est exploité en DSP (affermage par Dalkia).

2.3.2. Production de chaleur

La production de chaleur est assurée par 2 centrales de production :

- **Heurtebise** : 3 000 kW Bois (2001) + 3000 kW Bois (2005) + 10,5 MW Fioul Lourd

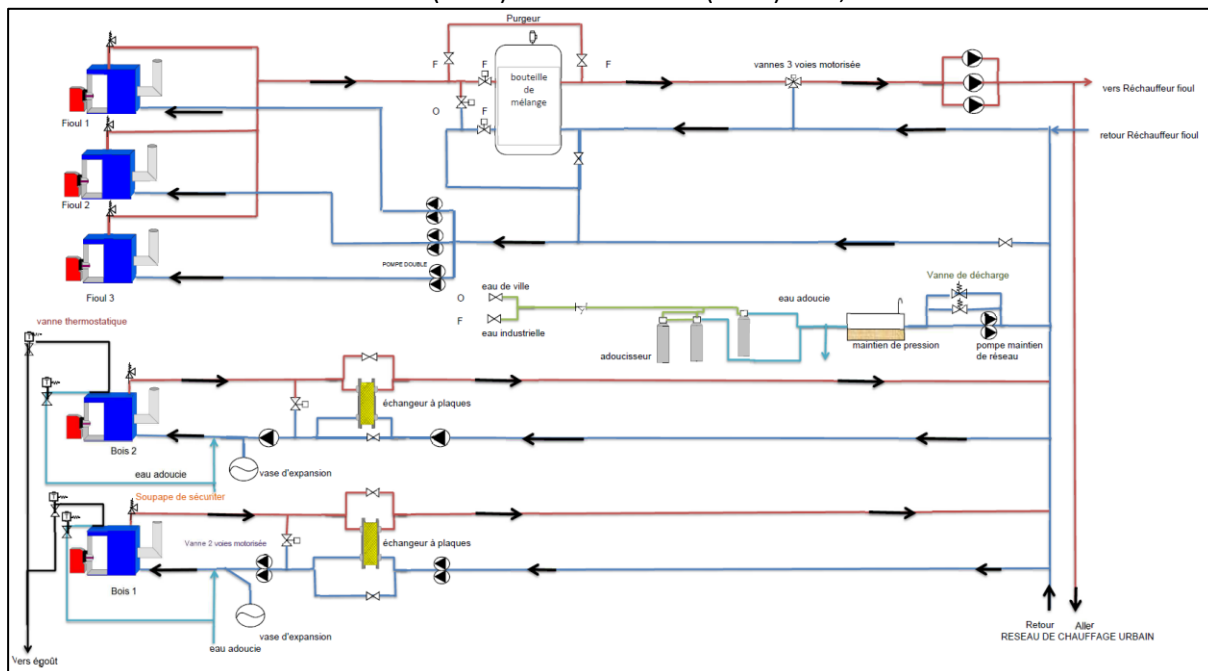


Figure 15: Schéma chaufferie Heurtebise

- **La Source** : 3 000 kW Bois + Eco + FAM (Filtres à manches - 2010) + 6000 kW FOD (Fioul Domestique)

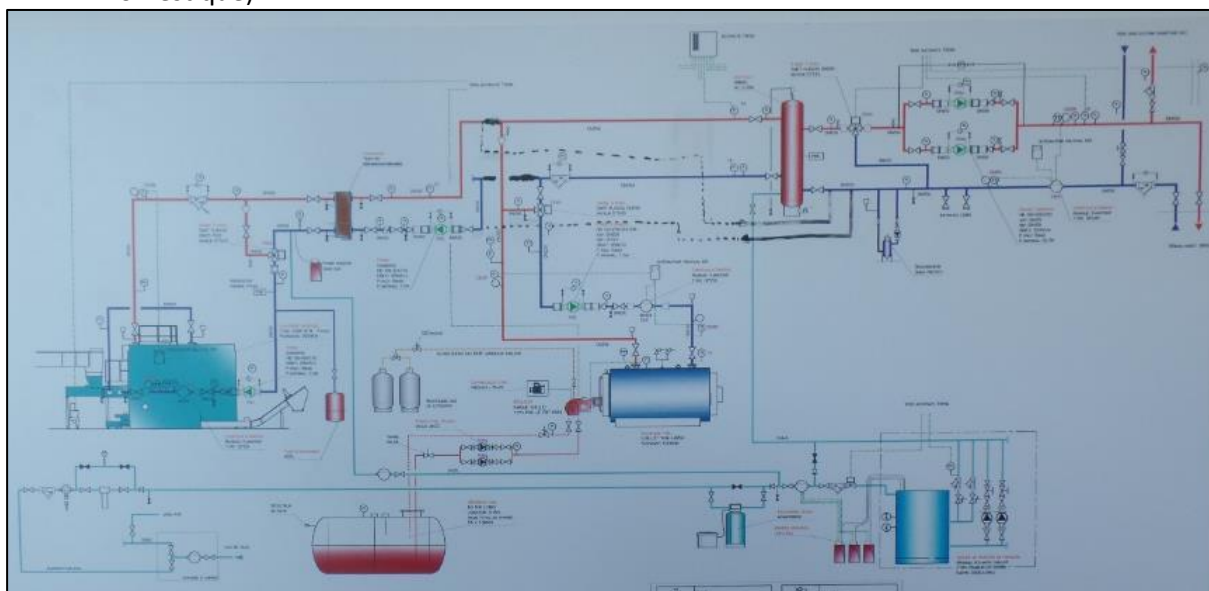


Figure 16: Schéma chaufferie La Source

Le combustible Bois est de type A (ICPE) avec une humidité moyenne de 28% (2017).

2.3.3. Bilan énergétique

Les bilans énergétiques issus des rapports de délégation 2016 et 2017 donnent les résultats suivants :

	Bois	Fioul	Prod Total	Abonnés	Pertes	Rend
	MWh u	MWh u	MWh u	MWh u	MWh u	Réseau
janv-16	3 858	548	4 406	3 743	663	85,0%
févr-16	3 950	641	4 591	3 043	1 548	66,3%
mars-16	4 034	186	4 220	2 997	1 223	71,0%
avr-16	2 786	109	2 895	1 933	962	66,8%
mai-16	2 112	41	2 153	1 314	839	61,0%
juin-16	1 317	10	1 327	521	806	39,3%
juil-16	825	119	944	295	649	31,3%
août-16	1 129	67	1 196	450	746	37,6%
sept-16	1 064	100	1 164	496	668	42,6%
oct-16	2 525	119	2 644	1 276	1 368	48,3%
nov-16	4 033	44	4 077	2 917	1 160	71,5%
déc-16	4 456	138	4 594	3 337	1 257	72,6%
Total	32 089	2 122	34 211	22 322	11 889	65,2%
	93,8%	6,2%	100,0%			
	Bois	Fioul	Prod Total	Abonnés	Pertes	Rend
	MWh u	MWh u	MWh u	MWh u	MWh u	Réseau
janv-17	5 309	401	5 710	4 181	1 529	73,2%
févr-17	2 989	867	3 856	2 673	1 183	69,3%
mars-17	3 278	145	3 423	2 372	1 051	69,3%
avr-17	2 258	29	2 287	1 194	1 093	52,2%
mai-17	1 481	0	1 481	669	812	45,2%
juin-17	1 644	0	1 644	622	1 022	37,8%
juil-17	987	0	987	342	645	34,7%
août-17	1 265	30	1 295	616	679	47,6%
sept-17	1 331	0	1 331	497	834	37,3%
oct-17	1 875	30	1 905	1 017	888	53,4%
nov-17	3 732	26	3 758	2 555	1 203	68,0%
déc-17	4 444	179	4 623	3 284	1 339	71,0%
Total	30 593	1 707	32 300	20 022	12 278	62,0%
	94,7%	5,3%	100,0%			

Figure 17: Bilans énergétiques chaufferies 2016 - 2017

Le taux de couverture Bois est de **94%**, ce qui correspond à une mixité très élevée. L'appoint Fioul est présent tout au long de l'année ce qui correspond, en partie, à un fonctionnement secours.

Les pertes thermiques de distribution sont relativement importantes (12 000 MWh/an) et représentent **35% à 38%** de l'énergie annuelle produite en sortie de centrales.

Le tableau ci-dessous présente les pertes thermiques de 2008 à 2017.

Années	Moyenne par année	Moyenne générale
2008	35%	39%
2009	32%	
2010	37%	
2011	41%	
2012	43%	
2013	39%	
2014	44%	
2015	37%	
2016	35%	
2017	38%	

Figure 18: Pertes thermiques RCU 2008 - 2017

En considérant une densité énergétique d'environ 1,25 MWh/ml (16 km de réseau), les pertes semblent très élevées. En effet, comme le montre le graphique ci-dessous (source Inddigo), le rendement du réseau de distribution devrait se situer entre 80% et 90%.

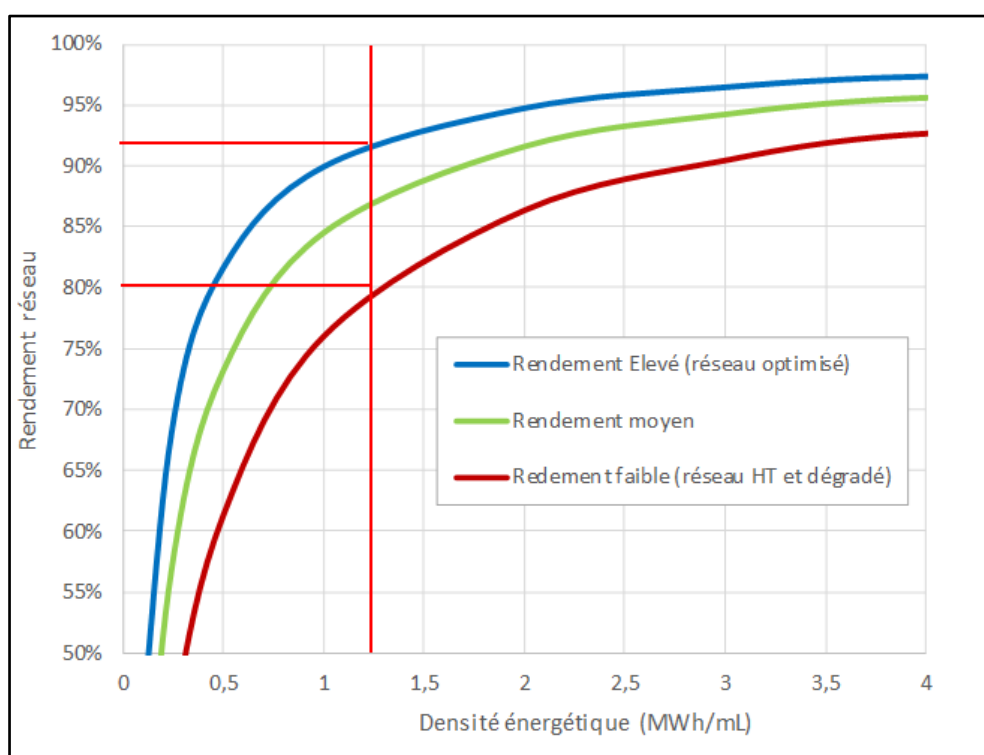


Figure 19: Rendement réseau RCU

Les fuites d'eau sur le réseau de distribution sont assez importantes. Les appoints d'eau représentent 8 065 m³ pour 2016 et 5 077 m³ pour 2017. L'énergie thermique associée au réchauffage de l'appoint d'eau représente environ 640 MWh/an soit 1,2 point de rendement réseau.

⇒ **Il semble que la qualité thermique du réseau de distribution ne soit pas optimale.**

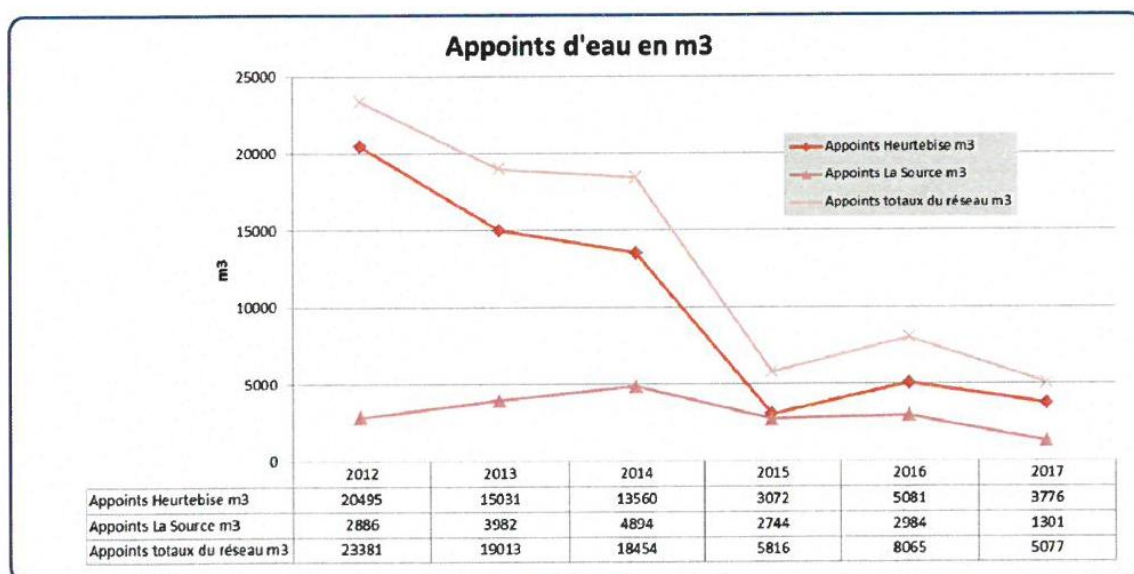
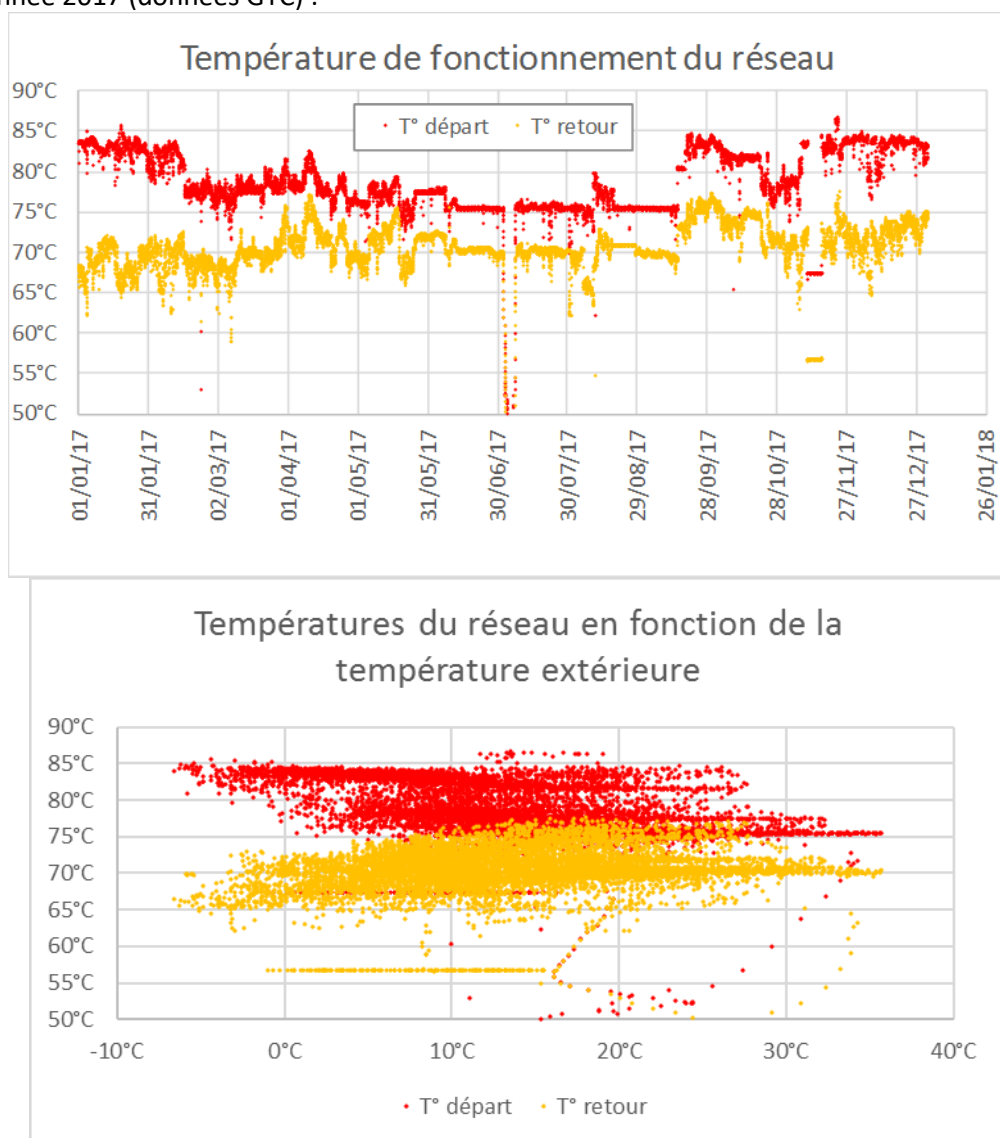


Figure 20: Appoints d'eau 2012 - 2017

Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le comportement thermique dynamique du réseau pour l'année 2017 (données GTC) :

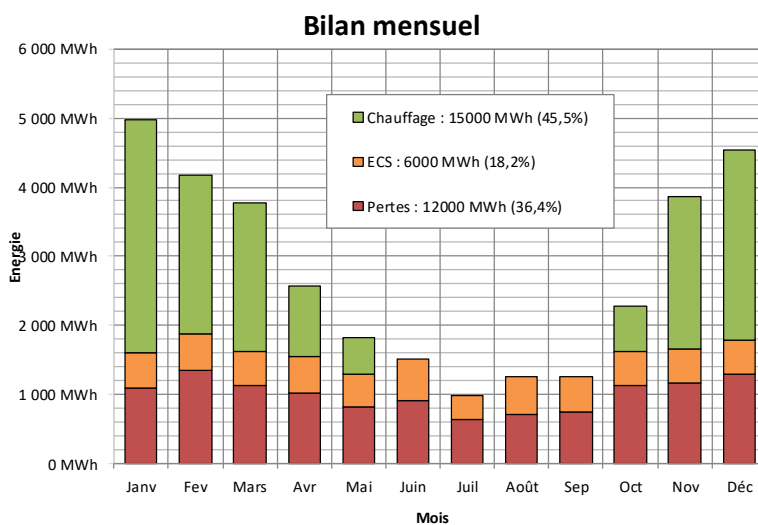


	Températures réseau	
	Départ	Retour
janv-17	82,9°C	68,6°C
févr-17	79,6°C	68,8°C
mars-17	77,9°C	69,4°C
avr-17	78,2°C	71,7°C
mai-17	76,7°C	70,9°C
juin-17	75,9°C	70,7°C
juil-17	71,1°C	65,1°C
août-17	75,8°C	69,7°C
sept-17	79,2°C	72,2°C
oct-17	80,5°C	73,3°C
nov-17	79,0°C	68,3°C
déc-17	83,1°C	72,0°C
	78,3°C	70,1°C

Figure 21: T° fonctionnement RCU 2017

A partir de ces données, nous avons établi un bilan énergétique de référence du réseau de chaleur présenté ci-dessous :

	Chauffage	ECS	Pertes	Total
Janvier	3 381,1 MWh	506,1 MWh	1 088,4 MWh	4 975,6 MWh
Février	2 300,0 MWh	514,3 MWh	1 356,1 MWh	4 170,4 MWh
Mars	2 146,7 MWh	497,8 MWh	1 129,1 MWh	3 773,7 MWh
Avril	1 026,0 MWh	530,9 MWh	1 020,4 MWh	2 577,3 MWh
Mai	531,4 MWh	464,8 MWh	819,8 MWh	1 815,9 MWh
Juin	0,0 MWh	596,9 MWh	907,7 MWh	1 504,6 MWh
Juillet	0,0 MWh	332,7 MWh	642,5 MWh	975,2 MWh
Août	0,0 MWh	556,7 MWh	707,6 MWh	1 264,3 MWh
Septembre	0,0 MWh	518,6 MWh	745,8 MWh	1 264,4 MWh
Octobre	648,5 MWh	500,8 MWh	1 120,2 MWh	2 269,6 MWh
Novembre	2 201,9 MWh	492,3 MWh	1 173,3 MWh	3 867,5 MWh
Décembre	2 764,4 MWh	488,0 MWh	1 289,0 MWh	4 541,5 MWh
Total	15 000,0 MWh 45,5%	6 000,0 MWh 18,2%	12 000,0 MWh 36,4%	33 000,0 MWh 100,0%



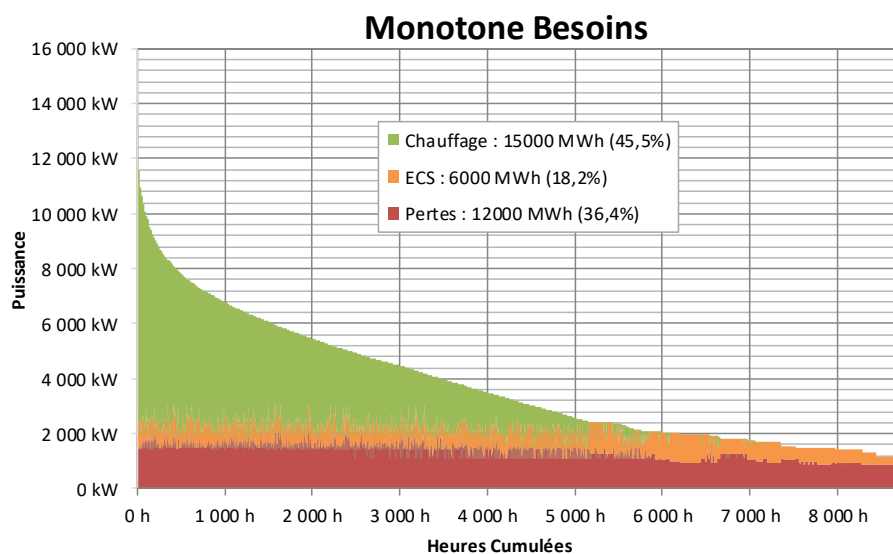


Figure 22: Bilan énergétique de référence RCU recalculé

2.3.4. Constats

A partir des données collectées et observations de terrain, les constats suivants sont effectués :

- Les abonnés « particuliers » ne sont pas équipés de variation de débit (uniquement vanne de réglage) et les abonnés « collectifs » sont équipés en vanne 3 voies en décharge (et vanne 2 voies ?) ce qui implique une température de retour plus élevée ;
- L'exploitant nous indique que les températures de retour réseau étaient maintenues à au moins 65°C pour éviter de limiter la puissance des chaudières Bois (qui sont limitées en températures d'entrée chaudière) ;
- Une partie du réseau est en 3 tubes (HT, MT, BT), certains abonnés étant alimentés par les retours d'autres abonnés (**les Antilles en particulier fonctionnent sur ce principe**).

2.4. Les forages au Turonien

Un état des lieux complet est présenté dans le rapport A97752 « Dossier unique de demande de permis d'exploitation (PEX) et d'autorisation d'ouverture de travaux miniers (AOT) – Forages géothermiques au Turonien. Seuls certains éléments utiles aux orientations et à la compréhension du schéma directeur ont été repris dans les paragraphes suivant.

2.4.1. Réalisations

Les forages Roquet Haut (2 forages) et Roquet Bas (2 forages) sont situés au sud-est de Jonzac, au nord du complexe des Antilles, au lieu-dit Le Roquet. Le site se trouve en rive droite de la rivière Seugne, le long d'un fossé. Le forage de Thomazeau se situe à proximité de F2 Beaulieu (forage AEP).

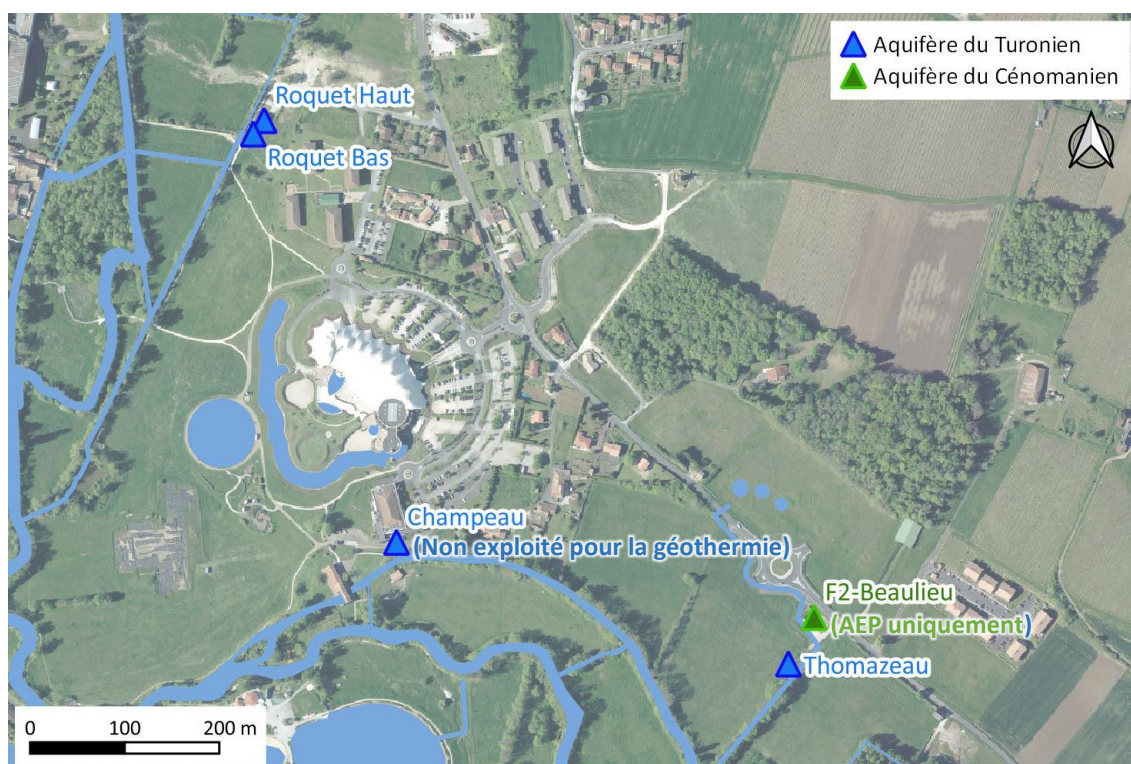


Figure 23 : Localisation des forages au Turonien sur orthophoto de l'IGN

Les forages F1 et F2 (ROQUET BAS) ont été réalisés en 1932, pour l'alimentation en eau potable.

Les forages F3 et F4 (ROQUET HAUT) ont été réalisés en 1967 par la société MONTAVON, pour l'alimentation en eau potable.

Le forage Thomazeau a été créé autour de 1989 (SEGI, 2014) pour l'irrigation des cultures de M. Thomazeau.

2.4.2. Description technique des forages

2.4.2.1. Formations traversées

Sous les alluvions sablo-argileuses de la Seugne affleurent les formations carbonatées du Crétacé supérieur (Turonien, Cénomanien) qui reposent sur les sables et argiles du Crétacé inférieur.

Les niveaux sous-jacents du Jurassique supérieur sont constitués d'une alternance de calcaires et de marnes et reposant sur les calcaires du Dogger.

Le Turonien est constitué de calcaires blanchâtres dont des bancs durs alternent avec des bancs assez tendres à très durs.

Prof / sol	Cote NGF	Lithologie	Stratigraphie
0 à 2,9 m		Terre noirâtre avec calcaire blanchâtre	QUATERNAIRE et TURONIEN
2,90 à 7,5 m		Calcaire blanchâtre devenant noirâtre dur, avec passage graviers et sables	TURONIEN
7,5 à 13,30 m		Calcaire blanchâtre tendre	TURONIEN
13,30 à 19,10 m		Calcaire blanchâtre avec passage plus ou moins durs	TURONIEN
19,10 à 24,10 m		Calcaire blanchâtre	TURONIEN
24,10 à 37,20 m		Calcaire blanchâtre avec bancs moins durs, plus tendres à la base	TURONIEN
37,20 à 48,25 m		Calcaire blanchâtre dur	TURONIEN

Tableau 2 : Coupe géologique de Roquet F1

Prof / sol	Cote NGF	Lithologie	Stratigraphie
0 à 1,7 m		Terre noirâtre	QUATERNAIRE
1,7 à 4,8 m		Calcaire	TURONIEN
4,8 à 7,50 m		Calcaire blanchâtre jaunâtre avec passage tendre	TURONIEN
7,50 à 12,20 m		Calcaire jaunâtre tendre passage crevassé	TURONIEN
12,20 à 17,00		Calcaire jaunâtre crevassé	TURONIEN
17,00 à 32,00 m		Calcaire blanchâtre crevassé	TURONIEN

Tableau 3 : Coupe géologique de Roquet F2

Prof / sol	Cote du toit NGF	Lithologie	Stratigraphie
0 à 0,40 m	+ 32	Terre végétale	QUATERNAIRE
0,40 à 1 m		Limon avec petits galets roulés	QUATERNAIRE
1 à 2 m		Argile bariolée	QUATERNAIRE
2 à 3 m		Sable calcaire argileux	QUATERNAIRE
3 à 5,50 m		Calcaire tendre (?)	QUATERNAIRE
5,50 à 6,70 m		Argile plastique jaune	QUATERNAIRE
6,70 à 11,40 m		Argile marneuse mélangée de galets et blocs calcaires	QUATERNAIRE
11,40 à 12,70 m		Argile noire compacte	QUATERNAIRE
12,70 à 13,10 m		Argile jaune mélangée de débris calcaires	QUATERNAIRE
13,10 à 18 m	-18,90	Calcaire jaune et blanc (alternance de bancs durs et de couches tendres)	TURONIEN
18 à 21 m		Calcaire fissuré de dureté moyenne	TURONIEN
21 à 22 m		Calcaire jaunâtre avec lits d'argile	TURONIEN
22 à 23 m		Calcaire blanchâtre	TURONIEN
23 à 32 m		Calcaire dur avec lits d'argile	TURONIEN
32 à 40 m		Calcaire blanc à bancs très durs	TURONIEN

Tableau 4 : Coupe géologique de Roquet F3

Prof / sol	Cote du toit NGF	Lithologie	Stratigraphie
0 à 0,60 m		Terre végétale	QUATERNAIRE
0,60 à 1,5 m		Limon avec petits galets roulés	QUATERNAIRE
1,5 à 3,10 m		Argile sableuse	QUATERNAIRE
3,10 à 5,60 m		Sable calcaire argileux	QUATERNAIRE
5,60 à 8,00 m		Argile compacte ocre	QUATERNAIRE
8,00 à 14,80 m		Argile noir plastique	QUATERNAIRE
14,80 à 15,80 m		Calcaire ocre dur	TURONIEN
15,80 à 21,70 m		Calcaire jaunâtre crevassé (crevasses et fissures remplies d'argile et de sable)	TURONIEN
21,70 à 24,20 m		Calcaire jaunâtre avec lits d'argile	
24,20 à 26,80 m		Calcaire blanchâtre dur	TURONIEN
26,80 à 29,40 m		Calcaire blanchâtre très dur	TURONIEN
29,40 à 32,50 m		Calcaire blanc dur	TURONIEN
32,50 à 40,00 m		Calcaire blanchâtre assez tendre à bancs très durs	TURONIEN

Tableau 5 : Coupe géologique de Roquet F4

La coupe géologique du forage Thomazeau n'est pas disponible.

2.4.2.2. Réservoir capté et horizons productifs

D'après les dossiers BSS, les forages Roquet captent le réservoir du Turonien. En l'absence de coupe géologique, et en raison de sa profondeur (23 m), il est considéré que le forage Thomazeau capte aussi le réservoir Turonien. La coupe technique des forages F3 et F4 est présentée aux Figure 24 et Figure 25.

2.4.2.3. Diamètre de foration et équipement

Forage		Tubage		
De à	Diamètre	De à	diamètre	Epaisseur, nature
0 à 9,5 m	660 mm	0 à 9,5 m	650 mm	-
		0 à 48,5 m	540 mm	-

Tableau 6 : Caractéristiques techniques de Roquet F1

Forage		Tubage		
De à	Diamètre	De à	diamètre	Epaisseur, nature
0 à 32 m	Forage au trépan	-	-	-

Tableau 7 : Caractéristiques techniques de Roquet F2

Forage		Tubage		
De à	Diamètre	De à	diamètre	Epaisseur, nature
0 à 13,8 m	830 mm	0,20 à 13,80 m	720 mm	-
13,8 à 40 m	730 mm	12,50 à 14,50 m	630 mm	Acier doux plein ep 5 mm
		14,50 à 38,00 m	630 mm	Acier doux crépiné ep 5 mm
		38,00 à 40,00 m	630 mm	Acier doux plein ep 5 mm
		0,00 à 13,80 m	Cimentation extérieure au tube 720 mm	

Tableau 8 : Caractéristiques techniques de Roquet F3

Forage		Tubage		
De à	Diamètre	De à	diamètre	Epaisseur, nature
0 à 15,3 m	830 mm	0,20 à 15,30 m	740 mm	Acier plein
15,3 à 21,70 m	730 mm	12,65 à 15,70 m	630 mm	Acier doux plein ep 5 mm
21,70 à 40,00 m	630 mm	15,70 à 21,70 m	630 mm	Acier doux crépiné (fentes verticales) ep 5 mm
		20,40 à 22,00 m	540 mm	Acier doux plein ep 5 mm
		22,00 à 38,50 m	540 mm	Acier doux crépiné ep 5 mm
		38,50 à 40,00	540 mm	Acier doux plein ep 5 mm

Tableau 9 : Caractéristiques techniques de Roquet F4

Rappel : Le forage THOMAZEAU n'est pas recensé en BSS et de ce fait, ne dispose d'aucune coupe technique.

E^{te} MONTAVON & C^{ie}
 10 à 14 rue Simon Vouquet
 La Riche 1&L

Commune
 de
JONZAC

N° 599A
 731.8.6



FORAGE N°3

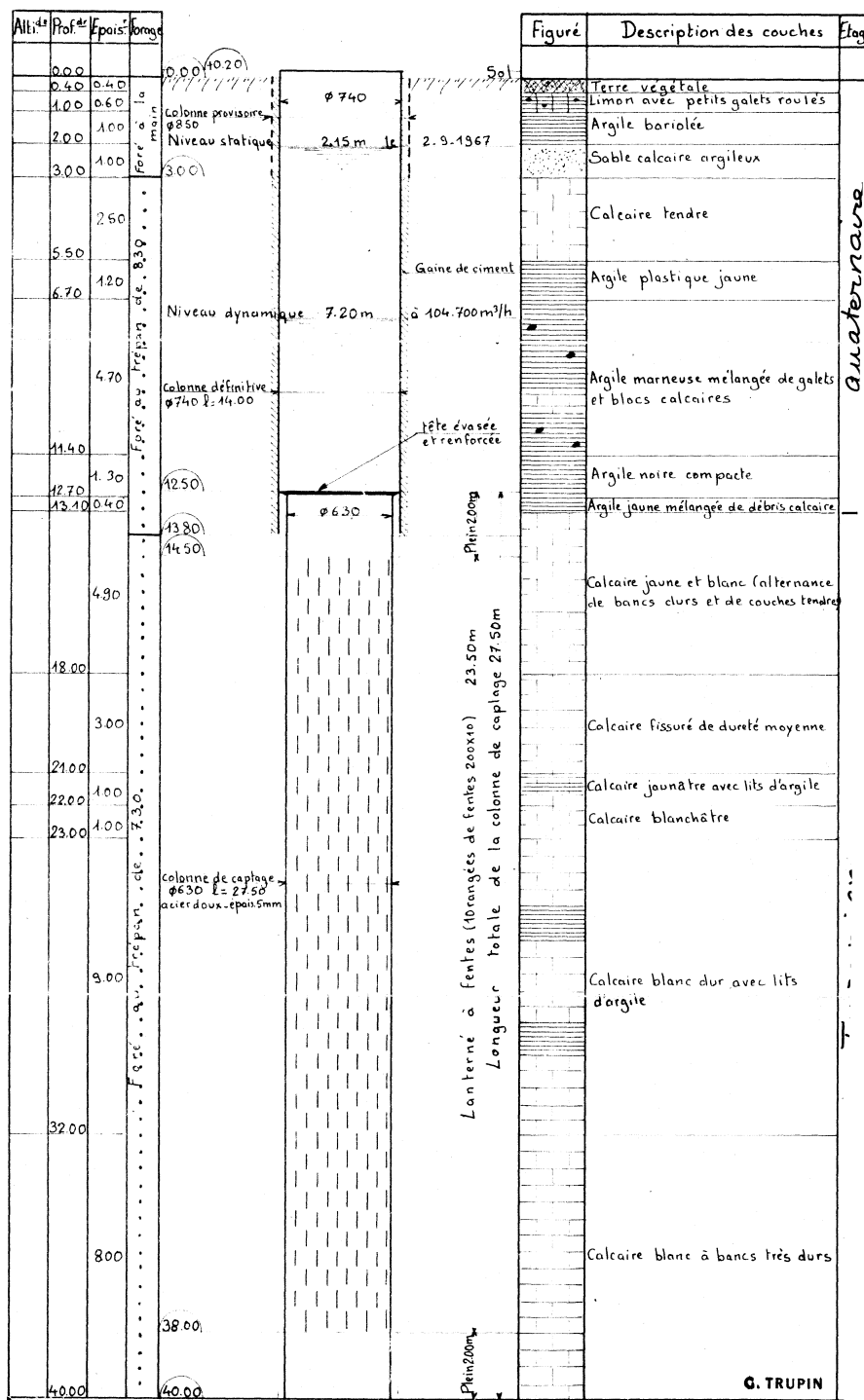


Figure 24 : Coupe géologique et technique du forage ROQUET F3

E. MONTAVON & C^{ie}

 0 à 14 rue Simon Vauquier

 à Riche I&L

N°599 B

Commune

 de

 JONZAC

731_8_7



FORAGE N°4

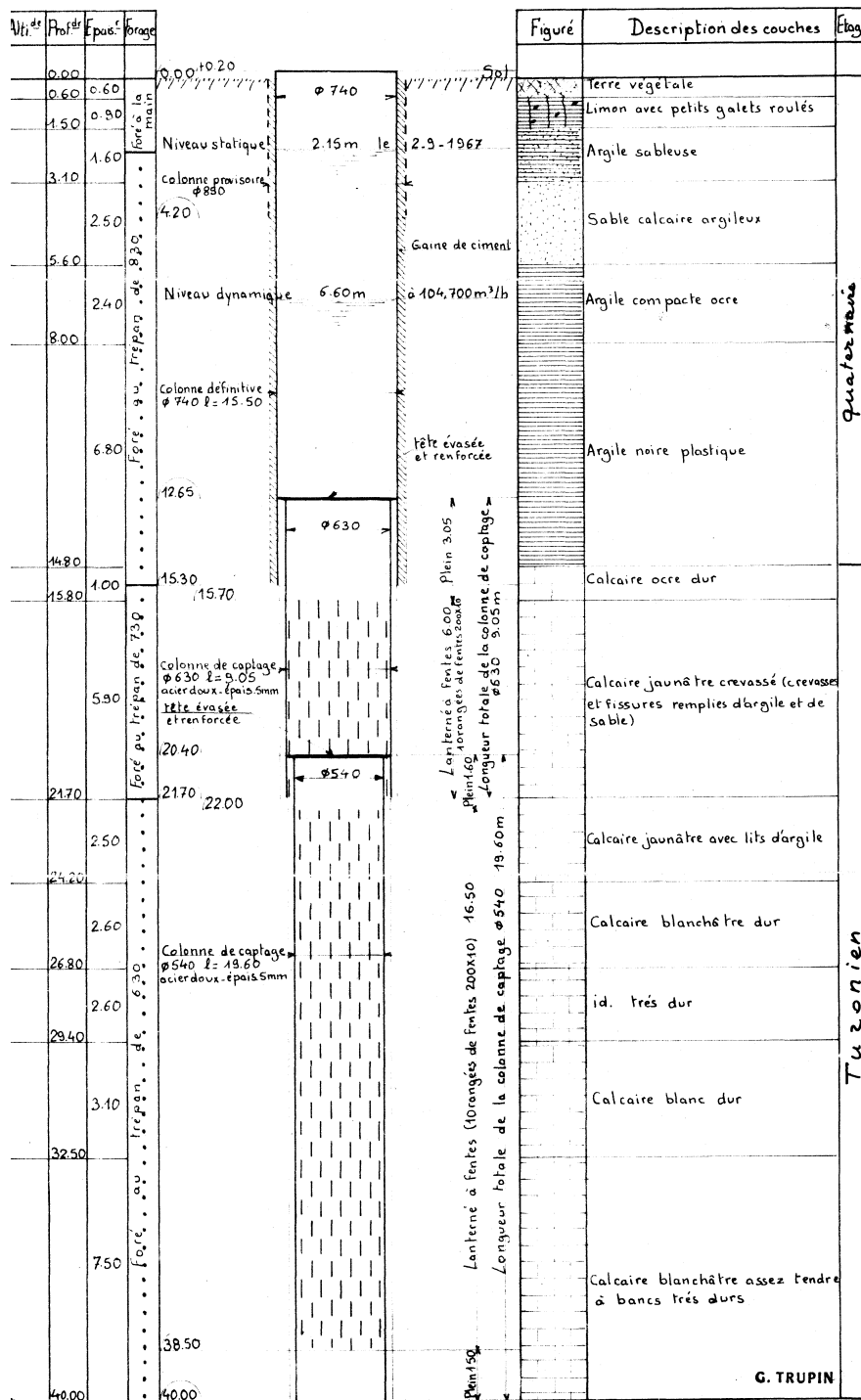


Figure 25 : Coupe géologique et technique du forage ROQUET F4

2.4.2.4. Cimentation des complétions

Aucune information n'est disponible concernant la cimentation des complétions des forages F1 et F2. En revanche pour le forage Roquet F3 une cimentation extérieure au tube 720 mm est signalée de 0 à 13,80 m et pour le forage F4 la coupe mentionne une cimentation de 0 à 15,30 m.

On notera que ces ouvrages captant une nappe libre et étant situés dans systèmes puits-cave bétonnés c'est en fait la cave qui assure l'étanchéité effective vis-à-vis des eaux de surface.

2.4.2.5. Massif filtrant

Aucune information n'est disponible concernant la mise en place d'un massif filtrant. Il est probable qu'en raison de la nature calcaire des terrains aquifères, aucun massif filtrant n'ait été mis en place sur aucun des forages.

2.4.2.6. Paramètres hydrodynamiques

▪ ROQUET BAS (F1 et F2)

Aucun pompage d'essai n'est disponible dans les dossiers BSS des forages Roquet F1 et F2.

▪ ROQUET HAUT F3

Un pompage d'essai à débit croissant a été réalisé sur le forage ROQUET F3 les 30 et 31 août 1967. Les paliers de débit ont été réalisés à 52, 64, 82 et 105 m³/h. Le niveau a été suivi sur les 3 forages voisins (F1, F2 et F4).

Le tableau suivant présente les niveaux atteints à la fin de chaque palier :

Débit (m ³ /h)	Durée (h)	Niveau F3	Niveau F4	Niveau F1	Niveau F2
0 (niveau statique)		3.3	3.3	11.05	6.75
52,3	9	3.92 (3,15)	3.8 (3.05)	4 (3.85)	4 (3.85)
64,0	3	3.70	3.3	4	4
82,2	8	6.3 (4.23)	6.15 (4.05)	12.20 (3.95)	8.25 (3.95)
104,7	2	6.65	6.6	12.45	8.60

Tableau 10 : Pompage d'essais par palier d'août 1967 sur ROQUET F3

D'après la page de suivi disponible en BSS, il semble que les pompes des forages F1 et F2 aient connu des marches/arrêt pendant le temps du test sur F3. Les niveaux mesurés en fin de palier ne sont donc pas représentatifs de l'effet du seul pompage sur F3. Entre parenthèse sont indiqués des valeurs intermédiaires mesurées alors que les pompes sur F1 et F2 ne fonctionnaient pas. Il apparaît que cet essai n'est pas interprétable en termes de coefficient de perte de charge, car le niveau mesuré avant la mise en route de la pompe d'essai n'est pas un vrai niveau statique, le niveau mesuré étant influencé par les pompes sur F1 et F2.

▪ ROQUET HAUT F4

Un pompage d'essai à débit croissant a été réalisé sur le forage ROQUET F4 les 02 et 03 septembre 1967. Les paliers de débit ont été réalisés à 58, 68, 82 et 105 m³/h. Le niveau a été suivi sur les 3 forages voisins (F1, F2 et F4).

Le tableau suivant présente les niveaux atteints à la fin de chaque palier :

Débit (m ³ /h)	Durée (h)	Niveau F4	Niveau F3	Niveau F1	Niveau F2
0 (niveau statique)		2.15	2.15	3.40	3.40
57,6	2	3.20	2.95	3.60	3.60
76,8 (Q croissant)	3	6.30	5.55	12.00	7.95
82,2	16	6.0 (5.2)	5.30 (4.55)	11.65 (4.00)	7.65 (4.00)
104,7	2	7.65	6.70	12.45 (4.67)	8.55 (4.67)

Tableau 11 : Pompage d'essais par palier d'août 1967 sur ROQUET F3

D'après la page de suivi disponible en BSS, il semble que les pompes des forages F1 et F2 aient connu des marches/arrêt pendant le temps du test sur F3. Les niveaux mesurés en fin de palier ne sont donc pas représentatifs de l'effet du seul pompage sur F4. Entre parenthèse sont indiqués des valeurs intermédiaires mesurées alors que les pompes sur F1 et F2 ne fonctionnaient pas. Les mises en route des pompes de F1 et F2 perturbent les niveaux mesurés sur F4 et ne permettent pas une interprétation fiable de l'essai.

▪ THOMAZEAU

Aucun pompage d'essai n'est pas disponible pour le forage Thomazeau.

2.4.3. Etat actuel des ouvrages : diagnostic de 2019

Les diagnostics ont été réalisés en mai 2019 par l'entreprise Geo Hydro Investigation sur les forages Roquet F1, Roquet F2, Roquet F3, Roquet F4 et Thomazeau.

Pour chaque ouvrage, les investigations suivantes ont été réalisées :

- Inspection vidéo,
- Diagraphies en statique et en dynamique,
- Pompage d'essai par paliers,
- Prélèvement d'eau pour analyse.

Remarque : aucun contrôle de la cimentation n'a été réalisé à l'occasion des diagnostics de 2019. En effet, Les conditions de réalisation d'un contrôle de cimentation de type CBL/VDL sont les suivantes :

- 1 seul tube acier et en eau ;
- Diamètre inférieur à 14" (soit 355 mm).

Or dans le cas des forages au Turonien les diamètres sont les suivants : Roquet F1, F2 et F4 : tube 450 mm, Roquet F3 : 750 mm. Le forage Thomazeau, quant à lui est équipé en PVC.

Roquet F1

L'inspection vidéo a été réalisée jusqu'à 47,12 m/ dalle béton supérieure (mesure à 47,45 m dans rapport HI de 1999).

PROFONDEUR [M]	COUPE TECHNIQUE D'APRES INSPECTION TELEVISEE
0.00	dalle béton (niveau repère)
4.08 – 13.88	tubage acier lisse
13.88 – 47.10	trou nu - calcaire
47.10	fin de l'inspection télévisée

Tableau 12 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F1 (mai 2019)

Le tubage, présent de 4,08 à 13,88 m/dalle est recouvert de nombreuses concrétions. Au-delà de 13,88 m le forage est en trou nu (il n'y a plus de tubage). La formation forée apparaît massive, compacte et présente un aspect granuleux. L'inspection se finit à 47,12 m dans un trou nu avec des dépôts fins rougeâtres.

Les diagraphies de température et de conductivité montrent des températures comprises entre 14 et 15°C et une conductivité très élevée (de l'ordre de 3 000 à 3 500 $\mu\text{S}/\text{cm}$).

Les mesures de micromoulinet effectuées à 80 m^3/h avec la pompe en base d'ouvrage à 26,50 m montrent un dysfonctionnement de la sonde lié aux conditions de mesures. Les mesures enregistrées sont donc inexploitable.

Le pompage par paliers donne les résultats suivants :

Débit (m^3/h)	Durée (h)	Niveau (m)	Rabatement (m)	Débit spécifique Q/s ($\text{m}^3/\text{h}/\text{m}$)
0 (niveau statique)		2,18	0	
39,8	2	2,67	0,49	81,2
60,10	2	3,12	0,94	63,9
80,40	2	3,7	1,52	52,9
99,60	2	4,75	2,57	38,8

Tableau 13 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F1 (mai 2019)

L'interprétation du pompage par paliers est portée sur la Figure 26. Bien que les pertes de charge quadratiques soient importantes, le débit spécifique du forage est élevé (40 $\text{m}^3/\text{h}/\text{m}$ à 100 m^3/h).

L'analyse d'eau montre des teneurs élevées en chlorures ainsi que la présence de bactéries coliformes et de spores de microorganismes anaérobies sulfite-réducteurs à 37°C.

Roquet F2

L'inspection vidéo a été réalisée jusqu'à 30,59 m/ dalle béton supérieure (mesure à 30,90 m en 1993, rapportée dans rapport HI de 1999).

PROFONDEUR (M)	COUPE TECHNIQUE D'APRES INSPECTION TELEVISEE
0.00	dalle béton (niveau repère)
4.03 – 14.77	tubage acier lisse
14.77 – 30.59	trou nu - calcaire
30.59	fin de l'inspection télévisée

Tableau 14 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F2 (mai 2019)

Le tubage, présent de 4,03 à 14,78 m/dalle est recouvert de nombreuses concrétions. Les soudures inter-tubes paraissent plus ou moins jointives. Au-delà de 14,78 m le forage est en trou nu (il n'y a plus de tubage). La formation forée apparaît massive dans sa partie supérieure, plus fracturée à partir de 25 m environ. L'inspection se finit à 30,59 m dans un trou nu avec des dépôts fins (présence d'un morceau de crépine de pompe).

Les diagraphies de température et de conductivité en dynamique montrent des températures comprises entre 14,9 et 15°C et une conductivité de l'ordre de 1 700 $\mu\text{S}/\text{cm}$ jusqu'à 27 m qui augmente brutalement au fond jusqu'à 2 800 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

Le micromoulinet indique que les principales arrivées d'eau sont localisées autour de 15 m (35%) et au-delà de 25 m (37%) (ce qui est conforme à la diagraphie de production réalisée par Hydro Assistance

le 28/09/93 qui mettait en évidence 2 zones productrices situées entre 26 et 28m/repère, au niveau d'une diaclase, ainsi qu'au pied du tube acier diam 450 mm, soit vers 15 m/repère.)

Le pompage par paliers donne les résultats suivants :

Débit (m ³ /h)	Durée (h)	Niveau (m)	Rabatement (m)	Débit spécifique Q/s (m ³ /h/m)
0 (niveau statique)		2,1	0	
41,2	2	2,61	0,51	80,8
61,60	2	3,07	0,97	63,5
80,30	2	3,62	1,52	52,8
99,50	2	4,46	2,36	42,2

Tableau 15 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F2 (mai 2019)

L'interprétation du pompage par paliers est portée sur la Figure 27. Bien que les pertes de charge quadratiques soient importantes, le débit spécifique du forage est élevé (42 m³/h/m à 100 m³/h).

L'analyse d'eau montre des teneurs élevées en chlorures et sulfates ainsi que la présence de bactéries coliformes et de spores de microorganismes anaérobies sulfite-réducteurs à 37°C.

Roquet F3

L'inspection vidéo a été réalisée jusqu'à 28,94 m/ dalle béton supérieure (mesure à 29,13 m en 1993, rapportée dans rapport HI de 1999).

PROFONDEUR (M)	COUPE TECHNIQUE D'APRES INSPECTION TELEVESEE
0.00	dalle béton (niveau repère)
2.56 – 14.05	tubage acier lisse
14.05	réduction
14.05 – 16.12	tubage acier lisse
16.12 – 28.94	tubage acier crépiné – fentes verticales
28.94	fin de l'inspection télévisée – forage ensablé

Tableau 16 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F3 (mai 2019)

Le tubage acier lisse, présent de 2,56 à 14,05 m/dalle présente des traces d'oxydation, de corrosion et de nombreuses concrétions en nodules. A 14,05 m, une réduction est visible, recouverte de dépôts. Le tube plein de 14,05 à 16,12 m est recouvert de nombreuses concrétions. Au-delà de 16,12 m, se trouve un tube acier crépiné par des fentes verticales. Malgré la présence de nombreux dépôts, les fentes apparaissent plus ou moins ouvertes. Les soudures inter-tubes, quand elles sont visibles apparaissent sans défaut apparent. L'inspection du forage se finit à 28,94 m dans un tubage crépiné comblé avec des dépôts fins d'aspect sableux et de couleur beige.

Les diagraphies de température et de conductivité en dynamique montrent des températures comprises entre 14 et 14,7°C et une conductivité élevée (de l'ordre de 1 000 µS/cm en tête de colonne d'eau, 1350 µS/cm à la base du forage).

Les mesures de micromoulinet effectuées à 800 m³/h avec la pompe à 27 m montrent un dysfonctionnement de la sonde lié aux conditions de mesures. Les mesures enregistrées sont donc inexploitable.

Le pompage par paliers donne les résultats suivants :

Débit (m ³ /h)	Durée (h)	Niveau	Rabatement	Débit spécifique Q/s (m ³ /h/m)
0 (niveau statique)		2,1	0	
39,6	2	2,45	0,35	113,1
60,50	2	2,81	0,71	85,2
80,30	2	3,33	1,23	65,3
100,60	2	3,87	1,77	56,8

Tableau 17 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F3 (mai 2019)

L'interprétation du pompage par paliers est portée sur la Figure 28. Bien que les pertes de charge quadratiques soient importantes, le débit spécifique du forage est élevé (56 m³/h/m à 100 m³/h).

L'analyse d'eau montre la présence de bactéries coliformes, d'Escherichia coli à 36°C et de spores de microorganismes anaérobies sulfito-réducteurs à 37°C.

Roquet F4

L'inspection vidéo a été réalisée jusqu'à 35,88 m/ dalle béton supérieure (mesure à 36,25 m en 1993, rapportée dans rapport HI de 1999).

PROFONDEUR (M)	COUPE TECHNIQUE D'APRES INSPECTION TELEVEISEE
0.00	dalle béton (niveau repère)
2.53 – 13.85	tubage acier lisse
13.85	réduction
13.85 – 16.87	tubage acier lisse
16.87 – 21.71	tubage acier crépiné – fentes verticales
21.71	réduction
21.71 – 22.94	tubage acier lisse
22.94 – 35.88	tubage acier crépiné – fentes verticales
35.88	fin de l'inspection télévisée

Tableau 18 : Synthèse de l'inspection vidéo de Roquet F4 (mai 2019)

Le tubage acier lisse, présent de 2,53 à 13,85 m/dalle présente des traces d'oxydation, de corrosion et de nombreuses concrétions. A 13,85 m, une première réduction est visible, recouverte de dépôts. Le tube plein de 13,85 à 16,87 m est recouvert de nombreuses concrétions. De 16,87 à 21,71 m, le tubage acier est crépiné par des fentes verticales. Malgré les nombreux dépôts, les fentes apparaissent plus ou moins ouvertes. A 21,71 m est observé la seconde réduction. La colonne captante se poursuit alors jusqu'au fond de l'ouvrage par un tube acier plein sur 1 m environ et une seconde section crépinée sur environ 13 m. Cette seconde section crépinée semble plus propre que la première malgré la présence de dépôts. Les soudures inter-tubes, quand elles sont visibles, apparaissent sans dépôt apparent.

L'inspection se termine à 35,88 m dans le tube crépiné comblé par des dépôts plus ou moins indurés.

Les diagraphies de température et de conductivité en dynamique montrent des températures comprises entre 14 et 14,7°C et une conductivité élevée (de l'ordre de 1 000 µS/cm en tête de colonne d'eau, 1350 µS/cm à la base du forage).

Les mesures de micromoulinet effectuées à 100 m³/h avec la pompe en base d'ouvrage à 32,50 m (partie aspirante) montrent un dysfonctionnement de la sonde lié aux conditions de mesures. Les mesures enregistrées sont donc inexploitable.

Le pompage par paliers donne les résultats suivants :

Débit (m³/h)	Durée (h)	Niveau	Rabattement	Débit spécifique Q/s (m³/h/m)
0 (niveau statique)		2,16	0	
40,1	2	2,52	0,36	111,4
60,4	2	3,01	0,85	71,1
81,0	2	3,74	1,58	51,3
100,5	2	4,21	2,05	49,0

Tableau 19 : Pompage d'essais par palier sur ROQUET F4 (mai 2019)

L'interprétation du pompage par paliers est portée sur la Figure 29. Bien que les pertes de charge quadratiques soient importantes, le débit spécifique du forage est élevé (49 m³/h/m à 100 m³/h).

L'analyse d'eau montre la présence de bactéries coliformes, d'Escherichia coli à 36°C et de spores de microorganismes anaérobies sulfito-réducteurs à 37°C.

Thomazeau

L'inspection vidéo a été réalisée jusqu'à 23 m/ sommet de la bride (+0,21 m/TN).

PROFONDEUR (M)	COUPE TECHNIQUE D'APRES INSPECTION TELEVISEE
0.00 – 0.70	tubage acier lisse
0.70 -10.20	tubage PVC lisse
10.20 – 23	tubage PVC crépiné
23	fin de l'inspection télévisée

Tableau 20 : Synthèse de l'inspection vidéo de Thomazeau (mai 2019)

Le tubage acier lisse, présent de 0,00 à 0,70 m/sommet de la bride présente des traces d'oxydation et de corrosion. A partir de 0,7 m, la colonne captante est en PVC plein. Elle est relativement propre, malgré la présence locale de placages rougeâtres sur les parois du tubage. A partir de 10,20 m, le tubage PVC est crépiné par des fentes obliques. Les fentes sont ouvertes, sans colmatage. Les raccords inter-tubes sont jointifs, sans défauts apparents.

On note la présence parasite d'un tube guide sonde à partir de 9,50 m.

L'inspection du forage se termine à 23 m dans des dépôts (a priori organiques) comblant la base de la colonne captante. Les diagraphies de température et de conductivité en dynamique montrent des températures comprises entre 12,4 et 12,7°C et une conductivité moyenne (de l'ordre de 760 µS/cm).

Le micromoulinet indique que les principales arrivées d'eau sont comprises entre 10 et 19 m. Elles sont faibles à la base (11% entre la base du forage et 19 m) et augmentent quand on remonte vers le haut (26 % entre 19 et 13,6 m, 63% entre 13,6 et 10,50 m), signe que l'aquifère est de plus en plus productif en allant vers la surface.

Le pompage par paliers donne les résultats suivants :

Débit (m³/h)	Durée (h)	Niveau	Rabattement	Débit spécifique Q/s (m³/h/m)
0 (niveau statique)		1,45	0	
40,5	2	2,16	0,71	57,0
60,30	2	2,66	1,21	49,8
80,50	2	3,25	1,80	44,7
100,30	2	3,77	2,32	43,2

Tableau 21 : Pompage d'essais par palier sur THOMAZEau (mai 2019)

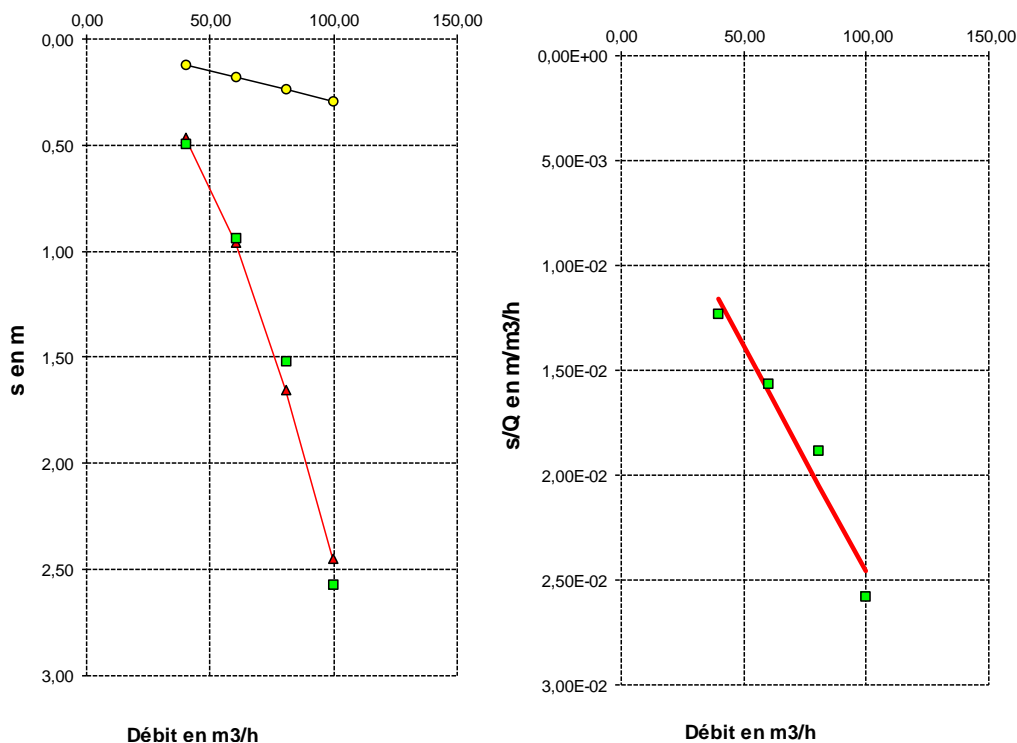
L'interprétation du pompage par paliers est portée sur la Figure 30. Bien que les pertes de charge quadratiques soient importantes, le débit spécifique du forage est élevé ($43 \text{ m}^3/\text{h}/\text{m}$ à $100 \text{ m}^3/\text{h}$).

L'analyse d'eau montre la présence de bactéries coliformes.

ESTIMATION DES PERTES DE CHARGE



INFORMATIONS GENERALES

Intitulé de l'affaire : **Dossier DOTEX PEX du forages TURONIEN**
 Client : **Ville de Jonzac** Nom du forage : **ROQUET F1**
 N° de l'affaire : **PCHP170163** Date du pompage : **23/05/19**



INTERPRETATION

	C s2/m5	B s/m2	C h2/m5	B h/m2
Coefficients de perte de charge	2 818	10	2,17E-04	2,92E-03

 **Rabatement**
 $s = BQ + CQ^2$
 $s = BQ$

DONNEES DE L'ESSAI

	Palier 1	Palier 2	Palier 3	Palier 4
Q (m3/h)	39,80	60,10	80,70	99,60
Q (m3/s)	1,11E-02	1,67E-02	2,24E-02	2,77E-02
s/Q observé en m/m3/h	1,23E-02	1,56E-02	1,88E-02	2,58E-02
s/Q calculé en m/m3/h	1,16E-02	1,60E-02	2,05E-02	2,46E-02
Q/s observé en m3/h/m	81,22	63,94	53,09	38,75
Q/s calculé en m3/h/m	86,43	62,56	48,87	40,70
Temps de pompage (s)	18000	18000	18000	18000
Temps de remontée (s)	0	0	0	0
P.D.C. Quadratique CQ (m)	0,34	0,79	1,42	2,16
P.D.C. Linéaire BQ (m)	0,12	0,18	0,24	0,29
Rabatement calculé (m)	0,46	0,96	1,65	2,45
Rabatement observé (m)	0,49	0,94	1,52	2,57
Ecart (Rcal-Robs) en m	-0,03	0,02	0,13	-0,12

REMARQUES :

ANTEA Région Grand-Ouest

Figure 26 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F1

ESTIMATION DES PERTES DE CHARGE

INFORMATIONS GENERALES

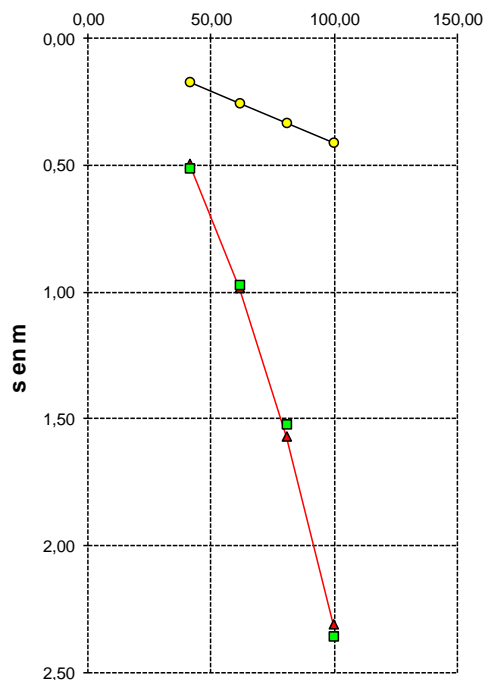
Intitulé de l'affaire : **Dossier DOTEX PEX du forages TURONIEN**

Client : **Ville de Jonzac**

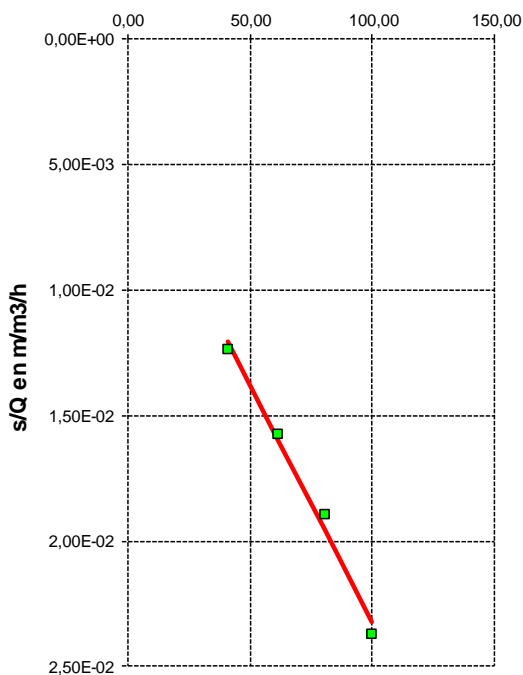
Nom du forage : **ROQUET F2**

N° de l'affaire : **PCHP170163**

Date du pompage : **24/05/19**





Débit en m³/h



Débit en m³/h

INTERPRETATION

	C s2/m5	B s/m2	C h2/m5	B h/m2
Coefficients de perte de charge	2 488	15	1,92E-04	4,13E-03

 **Rabatement**
 $s = BQ + CQ^2$
 $s = BQ$

DONNEES DEL'ESSAI

	Palier 1	Palier 2	Palier 3	Palier 4
Q (m³/h)	41,20	61,60	80,30	99,50
Q (m³/s)	1,14E-02	1,71E-02	2,23E-02	2,76E-02
s/Q observé en m/m³/h	1,24E-02	1,57E-02	1,89E-02	2,37E-02
s/Q calculé en m/m³/h	1,20E-02	1,60E-02	1,95E-02	2,32E-02
Q/s observé en m³/h/m	80,78	63,51	52,83	42,16
Q/s calculé en m³/h/m	83,06	62,67	51,16	43,04
Temps de pompage (s)	18000	18000	18000	18000
Temps de remontée (s)	0	0	0	0
P.D.C. Quadratique CQ (m)	0,33	0,73	1,24	1,90
P.D.C. Linéaire BQ (m)	0,17	0,25	0,33	0,41
Rabatement calculé (m)	0,50	0,98	1,57	2,31
Rabatement observé (m)	0,51	0,97	1,52	2,36
Ecart (Rcal-Robs) en m	-0,01	0,01	0,05	-0,05

REMARQUES :

ANTEA Région Grand-Ouest

Figure 27 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F2

ESTIMATION DES PERTES DE CHARGE

INFORMATIONS GENERALES

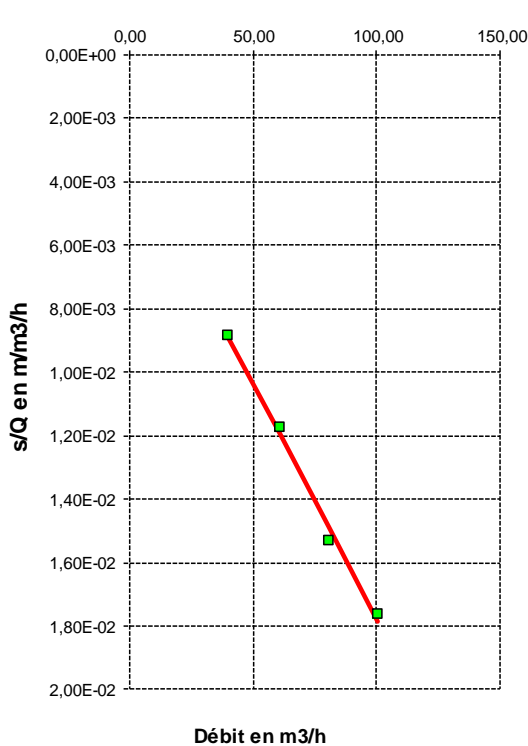
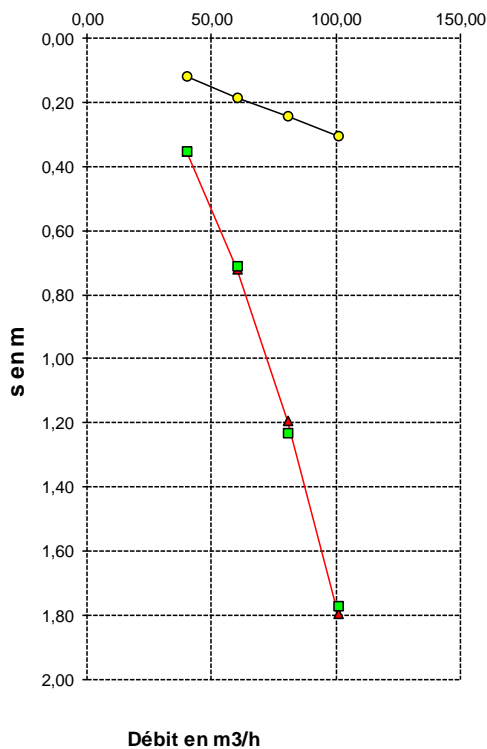
Intitulé de l'affaire : **Dossier DOTEX PEX du forages TURONIEN**

Client : **Ville de Jonzac**

Nom du forage : **ROQUET F3**



N° de l'affaire : **PCHP170163**

Date du pompage : **16/05/19**



INTERPRETATION

	C s²/m⁵	B s/m²	C h²/m⁵	B h/m²
Coefficients de perte de charge	1 907	11	1,47E-04	3,03E-03

 **Rabatement**
 $s = BQ + CQ^2$
 $s = BQ$

DONNEES DE L'ESSAI

	Palier 1	Palier 2	Palier 3	Palier 4
Q (m³/h)	39,60	60,50	80,30	100,60
Q (m³/s)	1,10E-02	1,68E-02	2,23E-02	2,79E-02
s/Q observé en m/m³/h	8,84E-03	1,17E-02	1,53E-02	1,76E-02
s/Q calculé en m/m³/h	8,86E-03	1,19E-02	1,49E-02	1,78E-02
Q/s observé en m³/h/m	113,14	85,21	65,28	56,84
Q/s calculé en m³/h/m	112,85	83,77	67,34	56,06
Temps de pompage (s)	18000	18000	18000	18000
Temps de remontée (s)	0	0	0	0
P.D.C. Quadratique CQ (m)	0,23	0,54	0,95	1,49
P.D.C. Linéaire BQ (m)	0,12	0,18	0,24	0,31
Rabatement calculé (m)	0,35	0,72	1,19	1,79
Rabatement observé (m)	0,35	0,71	1,23	1,77
Ecart (Rcal-Robs) en m	0,00	0,01	-0,04	0,02

REMARQUES :

Figure 28 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F3

ESTIMATION DES PERTES DE CHARGE

INFORMATIONS GENERALES

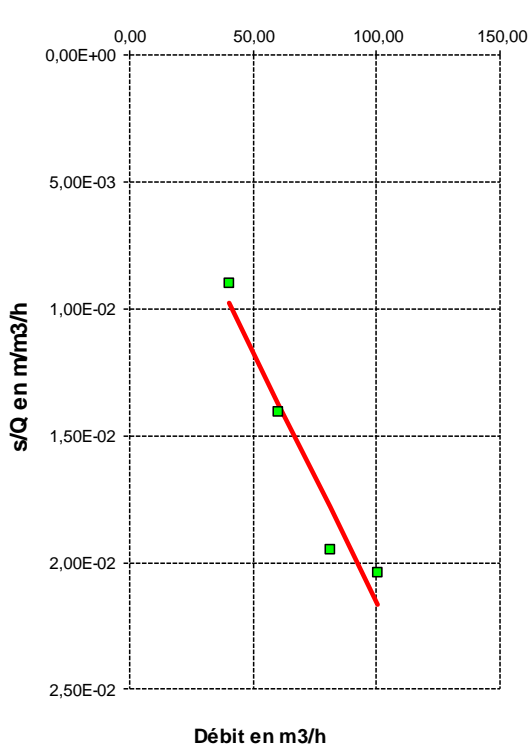
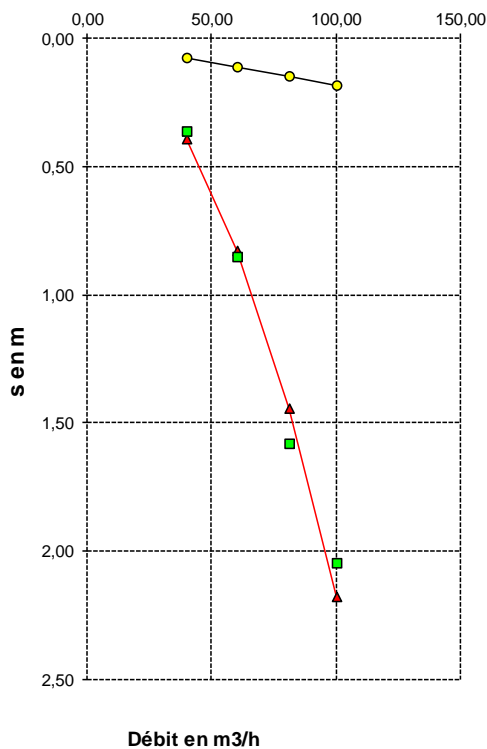
Intitulé de l'affaire : **Dossier DOTEX PEX du forages TURONIEN**

Client : **Ville de Jonzac**

Nom du forage : **ROQUET F4**



N° de l'affaire : **PCHP170163**

Date du pompage : **21/05/19**



INTERPRETATION

	C s²/m⁵	B s/m²	C h²/m⁵	B h/m²
Coefficients de perte de charge	2 556	7	1,97E-04	1,83E-03

 **Rabatement**
 $s = BQ + CQ^2$
 $s = BQ$

DONNEES DE L'ESSAI

	Palier 1	Palier 2	Palier 3	Palier 4
Q (m³/h)	40,10	60,40	81,00	100,50
Q (m³/s)	1,11E-02	1,68E-02	2,25E-02	2,79E-02
s/Q observé en m/m³/h	8,98E-03	1,41E-02	1,95E-02	2,04E-02
s/Q calculé en m/m³/h	9,74E-03	1,37E-02	1,78E-02	2,17E-02
Q/s observé en m³/h/m	111,39	71,06	51,27	49,02
Q/s calculé en m³/h/m	102,65	72,75	56,15	46,18
Temps de pompage (s)	18000	18000	18000	18000
Temps de remontée (s)	0	0	0	0
P.D.C. Quadratique CQ (m)	0,32	0,72	1,29	1,99
P.D.C. Linéaire BQ (m)	0,07	0,11	0,15	0,18
Rabatement calculé (m)	0,39	0,83	1,44	2,18
Rabatement observé (m)	0,36	0,85	1,58	2,05
Ecart (Rcal-Robs) en m	0,03	-0,02	-0,14	0,13

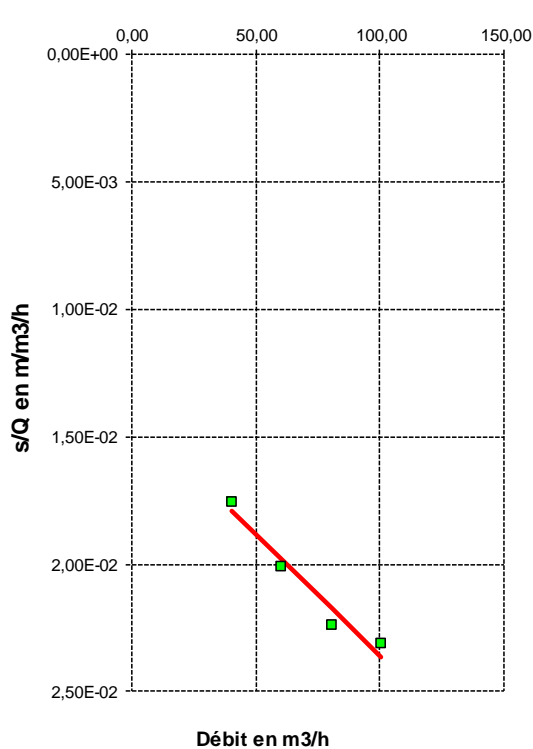
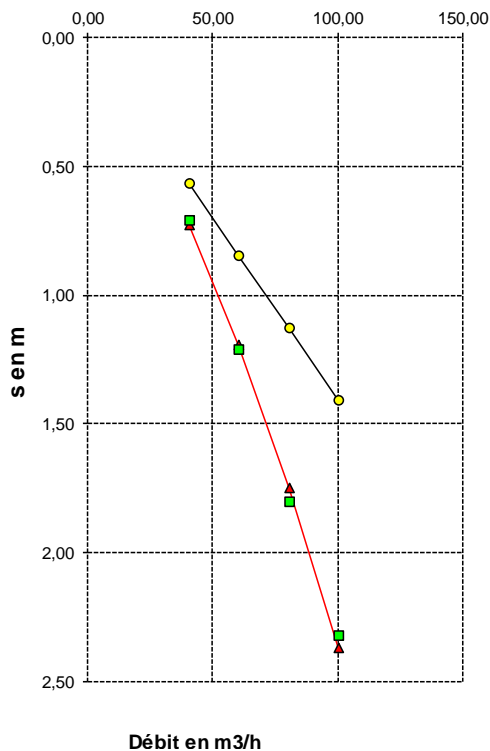
REMARQUES :

Figure 29 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – ROQUET F4

ESTIMATION DES PERTES DE CHARGE



INFORMATIONS GENERALES

Intitulé de l'affaire : **Dossier DOTEX PEX des forages TURONIEN**
 Client : **Ville de Jonzac** Nom du forage : **THOMAZEAU**
 N° de l'affaire : **PCHP170163** Date du pompage : **28/05/19**



INTERPRETATION

	C s2/m5	B s/m2	C h2/m5	B h/m2
Coefficients de perte de charge	1 240	51	9,57E-05	1,40E-02

 **Rabattement**
 $s = BQ + CQ^2$
 $s = BQ$

DONNEES DEL'ESSAI

	Palier 1	Palier 2	Palier 3	Palier 4
Q (m³/h)	40,50	60,30	80,50	100,30
Q (m³/s)	1,13E-02	1,68E-02	2,24E-02	2,79E-02
s/Q observé en m/m³/h	1,75E-02	2,01E-02	2,24E-02	2,31E-02
s/Q calculé en m/m³/h	1,79E-02	1,98E-02	2,17E-02	2,36E-02
Q/s observé en m³/h/m	57,04	49,83	44,72	43,23
Q/s calculé en m³/h/m	55,83	50,49	46,00	42,31
Temps de pompage (s)	18000	18000	18000	18000
Temps de remontée (s)	0	0	0	0
P.D.C. Quadratique CQ (m)	0,16	0,35	0,62	0,96
P.D.C. Linéaire BQ (m)	0,57	0,85	1,13	1,41
Rabattement calculé (m)	0,73	1,19	1,75	2,37
Rabattement observé (m)	0,71	1,21	1,80	2,32
Ecart (Rcal-Robs) en m	0,02	-0,02	-0,05	0,05

REMARQUES :

Figure 30 : Interprétation du pompage d'essai de mai 2019 – THOMAZEAU

2.4.4. Evolution des niveaux dynamiques

Aucune donnée n'est disponible concernant le suivi du niveau d'eau dans les forages Roquet et Thomazeau.

2.4.5. Evolution de la qualité du fluide géothermal

2.4.5.1. Température

Aucune donnée n'est disponible concernant le suivi en continu de la température de l'eau dans les forages Roquet et Thomazeau.

Le suivi de la température des forages est établi au travers des mesures in situ réalisées de 1996 à 2018 à l'occasion des prélèvements pour analyses (données ADES et bordereaux d'analyses disponibles). En 25 ans, la température présente une tendance à la hausse sur F4, pour passer de 14 à 15 °C.

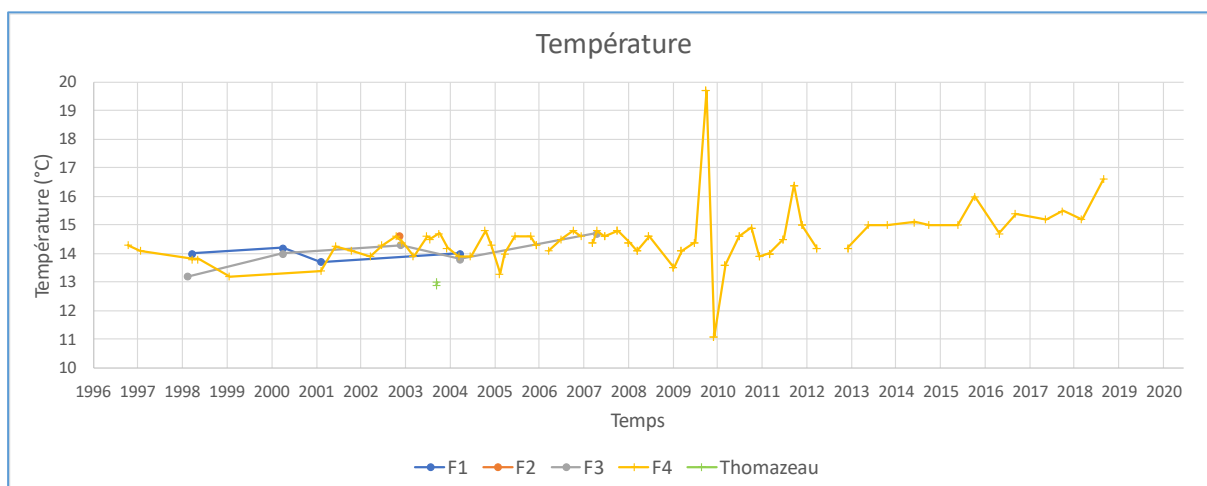


Figure 31 : Evolution de la température du fluide géothermal

2.4.5.2. Evolution des paramètres physico-chimiques

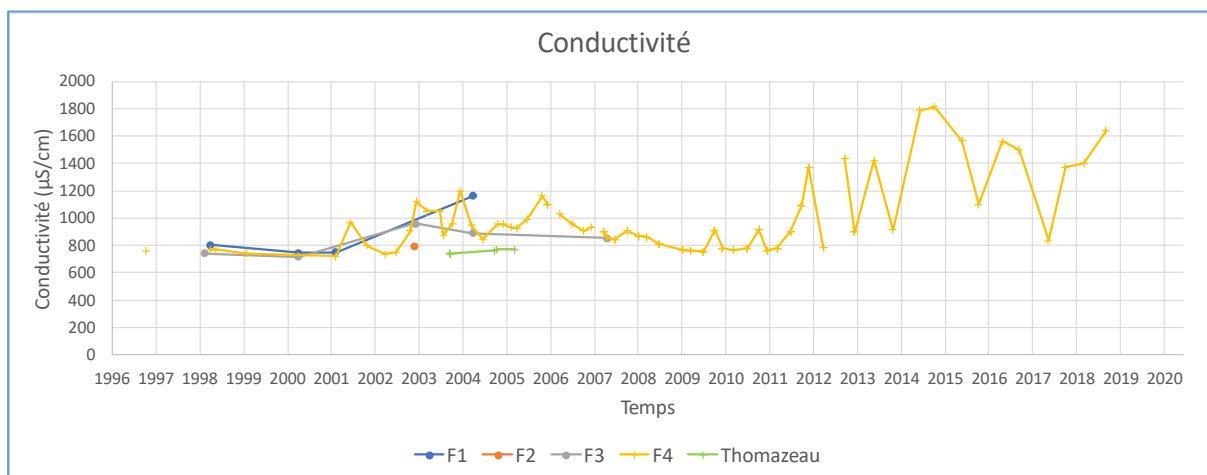


Figure 32 : Evolution de la conductivité du fluide géothermal

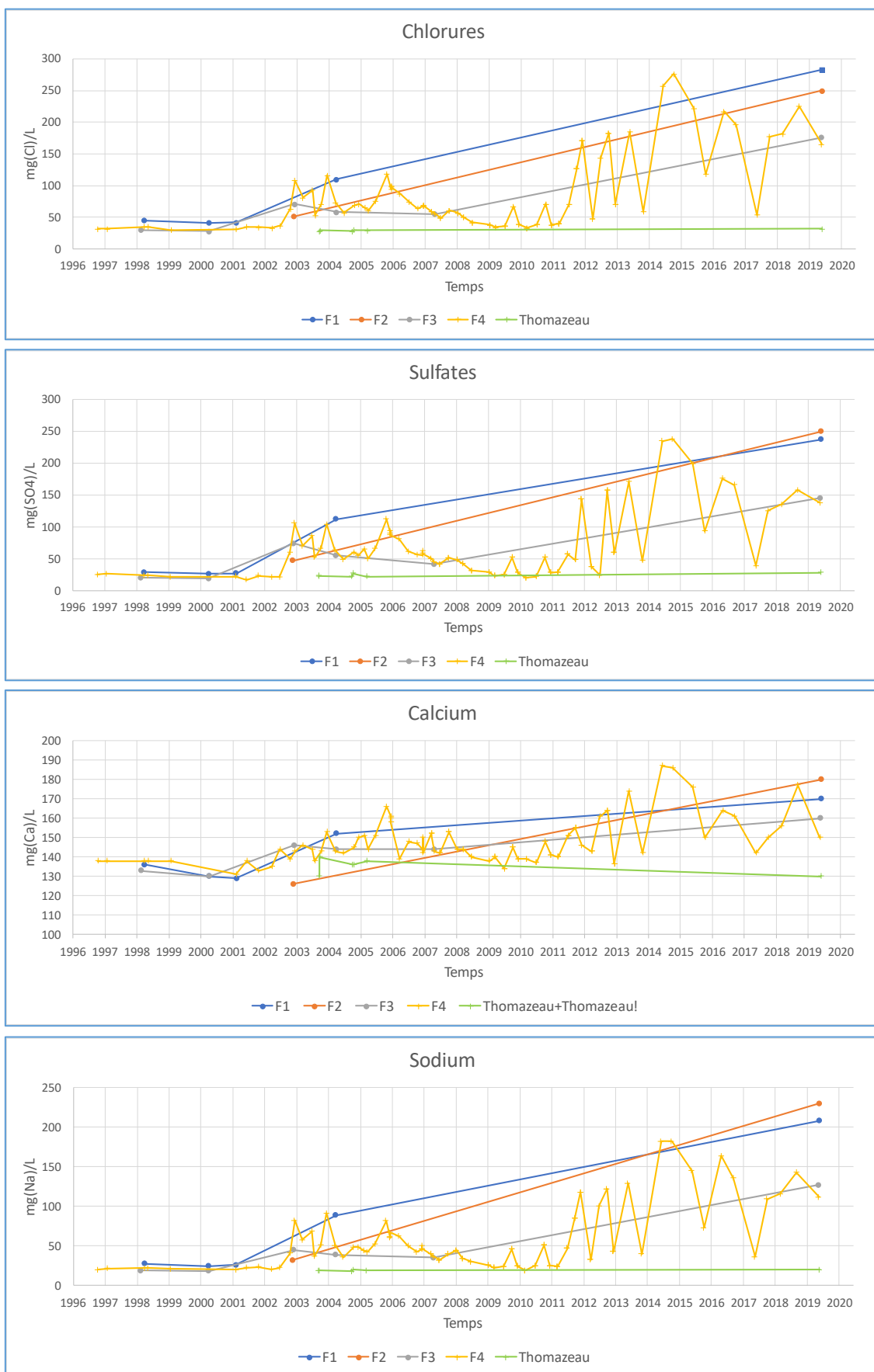


Figure 33 : Evolution des teneurs en chlorures, sulfates, calcium et sodium du fluide géothermal

Le tableau suivant synthétise les résultats des analyses de mai 2019. A titre indicatif sont indiqués en rouge les valeurs qui dépassent les valeurs seuil pour l'eau potable.

Paramètre	F1	F2	F3	F4	Thomazeau
Chlorures (mg/L)	282.21	>250	176.26	165.22	32.06
Nitrates (mg/L)	21.20	21.21	22.20	23.14	18.92
Nitrites (mg/L)	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Ammonium (mg/L)	<0.01	0.02	0.03	<0.01	<0.01
Sulfates (mg/L)	237.14	>250	145.23	137.54	28.25
Calcium (mg/L)	170	180	160	150	130
Magnésium (mg/L)	10.5	11.4	7.2	6.7	3.4
Potassium (mg/L)	13	14.2	7.6	7	1.6
Sodium (mg/L)	208	230	127	112	19.9
Fer (µg/L)	31	63	19	30	17
Manganèse (µg/L)	3	2	<2	3	<5
Coliformes à 36°C	27	>80	18	15	5
Escherichia coli à 36°C (UFC/100 ml)	Présents	Non détectés	Présents	Présents	Non détectés
Entérocoques intestinaux à 36°C (UFC/100 ml)	Non détectés	Non détectés	Présents	Non détectés	Non détectés
Micro-organismes revivifiables à 22°C (UFC/100 ml)	500	290	1 500	29 000	950
Micro-organismes revivifiables à 36°C (UFC/100 ml)	480	280	740	27 000	840
Spoires de micro-organismes anaérobies sulfito-réducteurs à 37°C (UFC/100 ml)	Présents	Présents	Présents	Présents	Non détectés

Tableau 22 : Synthèse des analyses de mai 2019)

La qualité de l'eau des forages du Roquet a significativement évolué depuis 1995. Les teneurs en chlorures, sulfates, calcium et sodium augmentent régulièrement et de manière importante. De manière corolaire, la conductivité a elle aussi augmenté. Même la température montre une légère augmentation.

Cette évolution de la qualité de l'eau captée par les forages de Roquet est à mettre en relation avec la mise en exploitation du forage LOMEGA captant le Trias et qui répond aux besoins énergétiques des Antilles. En effet, le rejet des eaux du forage LOMEGA a lieu dans la lagune des Antilles. L'exutoire de cette dernière est situé au nord de la station du Roquet, à proximité immédiate de celle-ci, dans un fossé qui coule vers le sud pour rejoindre la Seugne. L'eau du Trias passe donc au droit de la station du Roquet, le fossé étant situé à environ 9 m de la station Roquet Bas (F1+F2) et environ 12 m de la station Roquet Haut (F3+F4). Il est probable qu'une partie de l'eau du fossé s'infiltre et rejoigne les forages des Roquet par infiltration dans les terrains naturels (nappe libre). Il est possible aussi que le mauvais état de la lagune permette une infiltration des eaux directement au droit de celle-ci et en amont des forages.

L'eau du Trias est riche en chlorures, sulfates, calcium et sodium, comme le montre le diagramme de Piper de LOMEGA (Figure 34).

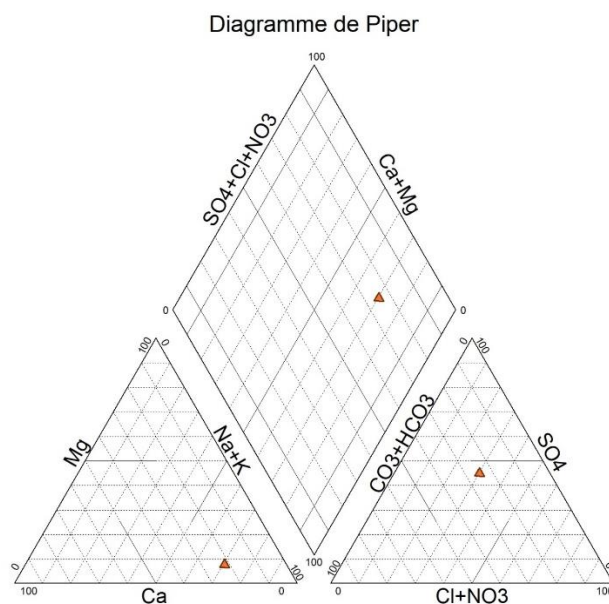


Figure 34 : Diagramme de Piper de l'eau du forage LOMEGA

L'évolution plus marquée de la qualité de F1 et F2 s'explique probablement par la distance au fossé (plus faible pour Roquet Bas).

L'eau du Turonien est bicarbonatée calcique, comme l'illustre le diagramme de Piper sur la Figure 7 et suivantes. L'eau actuellement captée par les forages de Roquet est un mélange qui s'enrichit progressivement en eau du Trias (points verts = analyses les plus anciennes, points rouges = analyses les plus récentes). La qualité du l'eau de Thomazeau en 2019 est proche de celle des forages de Roquet en 1998 et ne montre pas cet enrichissement en chlorures et sulfates.

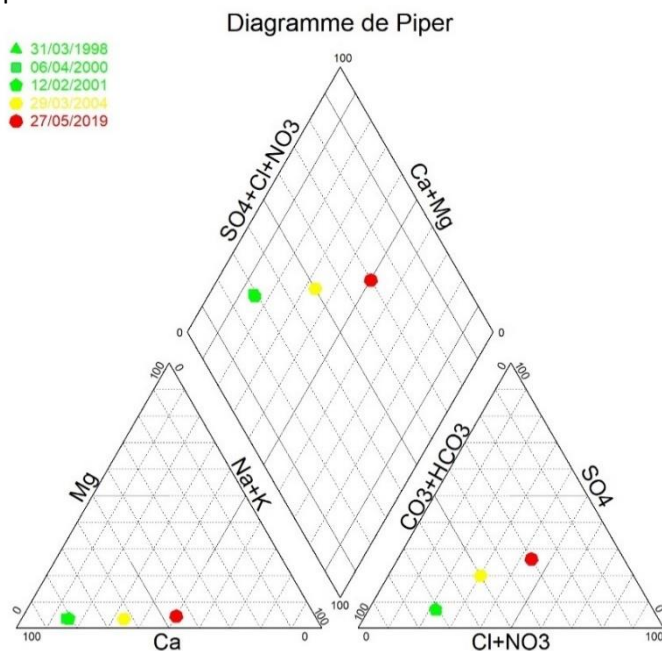


Figure 35 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F1

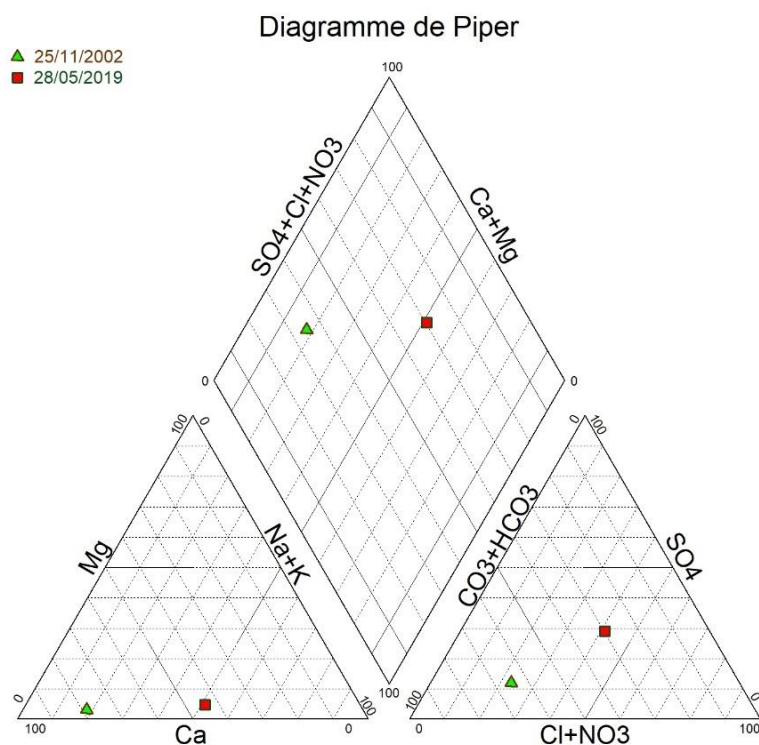


Figure 36 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F2

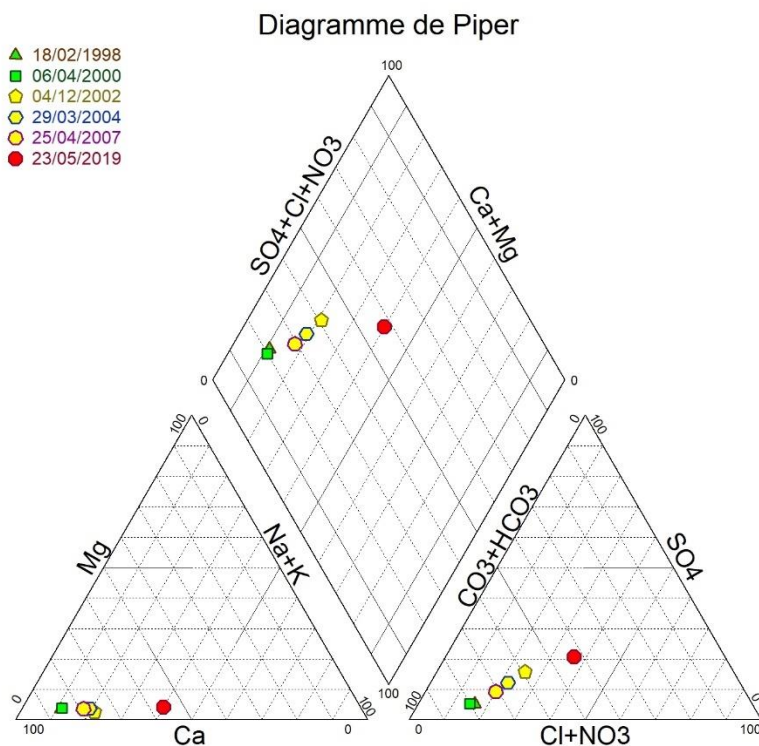


Figure 37 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F3

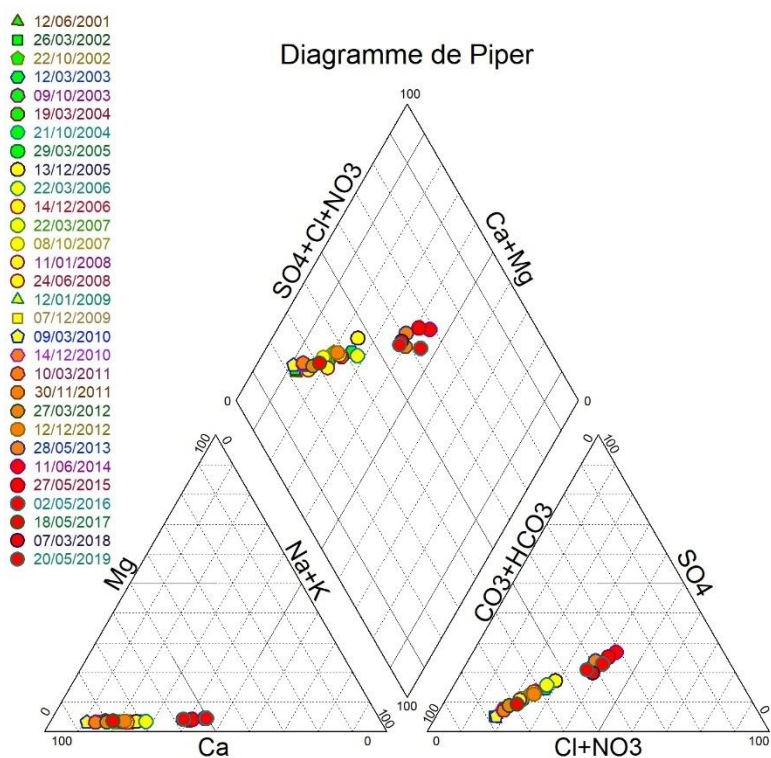


Figure 38 : Diagramme de Piper de l'eau du forage ROQUET F4

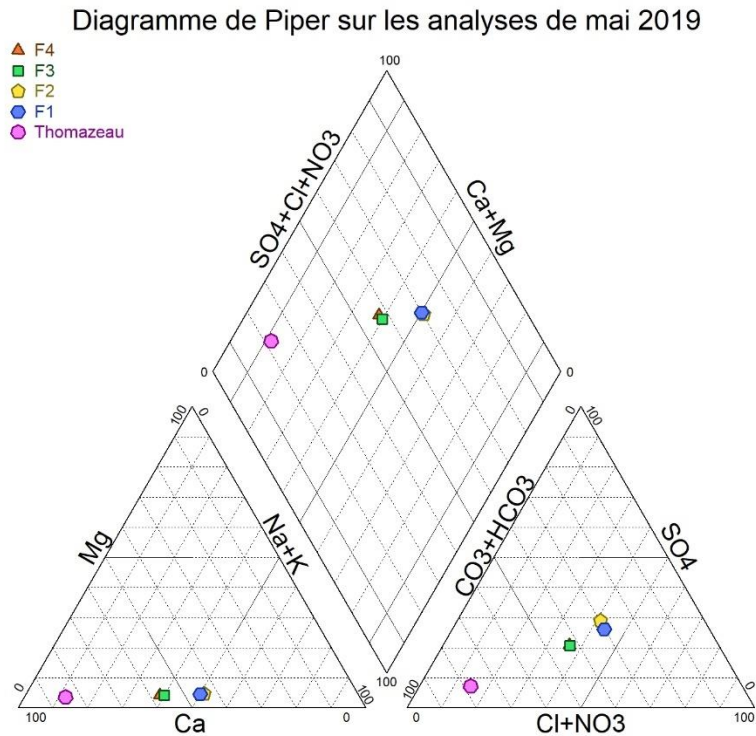


Figure 39: Diagramme de Piper de l'eau des forages ROQUET F1, F2, F3 et F4 et Thomazeau – analyse de mai 2019

2.4.6. Synthèse sur l'état des ouvrages

On dispose de peu d'informations sur la conception des ouvrages.

Les mesures réalisées en 2019 ont permis de contrôler les cotes d'équipement et l'état visuel apparent des ouvrages.

Compte tenu de leur ancienneté (ROQUET F1 et F2 : 1932, ROQUET F3 et F4 : 1967, THOMAZEAU : 1989), on note une relativement bonne tenue des ouvrages.

Les forages Roquet et Thomazeau présentent une très bonne productivité.

Le contrôle d'une éventuelle cimentation des tubages n'est techniquement pas possible compte tenu du diamètre des ouvrages (ROQUET) ou de leur équipement en PVC (THOMAZEAU). On note sur les coupes disponibles (F3-F4), qu'il est toujours fait mention d'une « gangue de ciment » à l'extrados. On peut aussi noter que les tubes pleins recoupent des niveaux quaternaires décrits comme « argileux » ou « limono-argileux » et qu'ils se sont très probablement resserrés autour du forage avec le temps. Enfin les forages du Roquet débouchent dans des systèmes puits-cave bétonnés, et c'est en fait la cave qui assure l'étanchéité effective vis-à-vis des eaux de surface.

On note une évolution de la qualité de l'eau captée par les forages de Roquet à mettre en relation avec la mise en exploitation du forage LOMEGA captant le Trias, dont l'exutoire se situe au nord de la station du Roquet, à proximité immédiate de celle-ci, dans un fossé qui coule vers le sud pour rejoindre la Seugne. L'eau du Trias passe donc au droit de la station du Roquet, le fossé étant situé à environ 9 m de la station Roquet Bas (F1+F2) et environ 12 m de la station Roquet Haut (F3+F4). Il est probable qu'une partie de l'eau du fossé s'infiltre et rejoigne les forages des Roquet par infiltration dans les terrains naturels (nappe libre). Il est possible aussi que le mauvais état de la lagune permette une infiltration des eaux directement au droit de celle-ci et en amont des forages.

Il est prévu de déplacer ce rejet.

2.4.7. Travaux sur les forages

Aucuns travaux ne sont prévus à court ou moyen terme sur ces forages.

2.4.8. Description des conduites du réseau d'eau industrielle

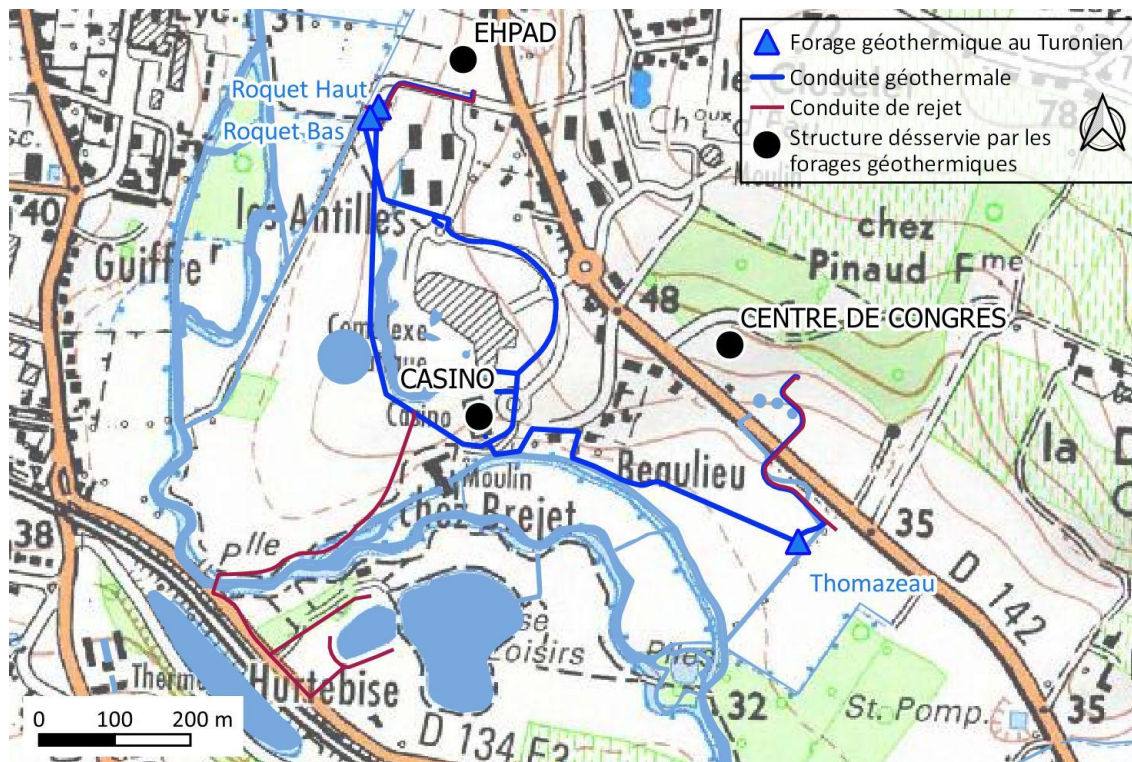


Figure 40 : Carte des conduites du périmètre minier (rappel)

La conduite d'amenée de l'eau géothermale relie tous les forages entre eux et dessert les différents abonnés en formant une boucle autour des Antilles.

Nota : dans le descriptif qui suit, tous les diamètres indiquent les diamètres extérieurs des tubes :

- La boucle reliant la station Roquet à l'EHPAD (aller et retour) est une canalisation en PEHD Ø 140 mm. Le rejet de Roquet vers le fossé est en PVC Ø 140 mm.
- La branche reliant Roquet bas au Casino en passant à l'Est des Antilles est une canalisation en PVC de diamètre 160 mm.
- La branche reliant la chambre Champeau à Roquet bas à en passant à l'Est des Antilles est également une canalisation en PVC de diamètre 160 mm, avec le tronçon entre la chambre de Champeau et l'antenne EFI qui part vers le bassin de baignade en diamètre 200 mm.
- L'antenne qui part vers le bassin de baignade est en PVC Ø 250 mm, puis, au sud du bassin de baignade, en PVC Ø 160 mm. Le branchement pour l'arrosage au nord du bassin de baignade est en PEHD Ø 63 mm.
- La canalisation de la chambre Champeau au forage Thomazeau est en PVC Ø 160 mm.
- L'antenne qui rejoint la sous-station de l'Hôtel, à partir de la liaison Champeau/Thomazeau est en PEHD Ø 110 mm. Le rejet de la sous-station Hôtel vers le bief est aussi en PEHD Ø 110 mm.

- La canalisation qui relie le forage Thomazeau à la sous-station du Centre des Congrès est en PEHD Ø 200 mm, puis en PEHD Ø 160 mm et PEHD Ø 125 mm sur la partie en « aller-retour ». Le rejet vers la Seugne est en PEHD Ø 200 mm.

2.5. Le réseau d'eau industrielle

2.5.1. Contexte

La boucle d'eau tempérée également appelée « réseau d'eau industrielle » est alimenté à partir des forages exploitant la nappe du Turonien, qui dessert les sous-stations des clients (actuellement l'EHPAD, le centre des congrès et la résidence hôtelière appelée aussi « Hôtel »). Le Casino sera raccordé en 2019 et une extension vers des projets d'urbanisation est prévue à plus long terme (logements, bowling, village vacances...).

Une autre partie des volumes prélevés sur ces forages est utilisée pour d'autres usages :

- Remplissage des bassins de la base de Loisir d'Heurtebise, une liaison réalisée en 2016 permettant ensuite à l'eau de servir au soutien d'étiage de la Seugne au niveau du bief du Moulin de chez Bret, via le transit de l'eau par le bassin de pêche ;
- Remplissage des bassins de baignade des Antilles,
- Bassin du jet d'eau,
- Remplissage du réseau de chaleur urbain (RCU) à partir du forage Heurtebise (non compris dans le périmètre de l'autorisation géothermique).

Le réseau d'Eau tempérée (ou EFI, Eau Froide Industrielle) fonctionne de manière différente en été et en hiver.

Ce fonctionnement différent est présenté sur les deux schémas des figures 41 et 42.

En mode ETE :

- tous les forages sont en exploitation. Les canalisations utilisées par l'eau de chaque forage est représenté avec une couleur distincte :
 - Rose pour Roquet Bas (F1 et F2),
 - Bleu pour Roquet Haut (F3 et F4),
 - Vert pour Thomazeau.
- La canalisation PEHD Ø 160 qui relie Roquet Haut et Roquet Bas est fermée. Il n'y a pas de mélange d'eau, chaque station (Roquet Bas, Roquet Haut, Thomazeau) fournissant chacune ses propres abonnés, de manière exclusive.
- Roquet Bas dessert l'Hôtel et le rejet a lieu dans le bief du Moulin. Avant de desservir l'Hôtel, Roquet Bas alimente les bassins des Antilles (renouvellement de l'eau des bassins, usage non géothermique).
- Roquet Haut dessert l'EHPAD puis le Casino en série, et son rejet alimente le bassin de baignade de la base de loisirs d'Heurtebise. La chambre du jet d'eau se trouve sur la canalisation entre l'EHPAD et le Casino.
- Thomazeau dessert le Centre des Congrès et le rejet a lieu dans un fossé qui rejoint la Seugne.

En mode HIVER :

- le forage Thomazeau est à l'arrêt. Le réseau est alimenté uniquement par les forages Roquet Bas et Roquet Haut. La canalisation PEHD Ø 160 qui relie Roquet Haut et Roquet Bas est ouverte. Il y a donc mélange des eaux des 4 forages de Roquet : tout le réseau desservi est représenté d'une seule couleur.

- Le réseau dessert alors, dans l'ordre :
 - Les bassins des Antilles (renouvellement de l'eau, usage non géothermique)
 - La chambre Champeau
 - De la chambre Champeau- première antenne :
 - L'Hôtel (avec rejet dans le bief) puis le Centre des Congrès (avec rejet dans un fossé qui rejoint la Seugne)
 - De la chambre Champeau- deuxième antenne :
 - Le Casino (avec rejet dans le bassin de de baignade de la base de loisirs Heurtebise), puis l'EHPAD (avec rejet dans un fossé qui rejoint la Seugne)

Schéma de principe réseau ET : Mode ETE

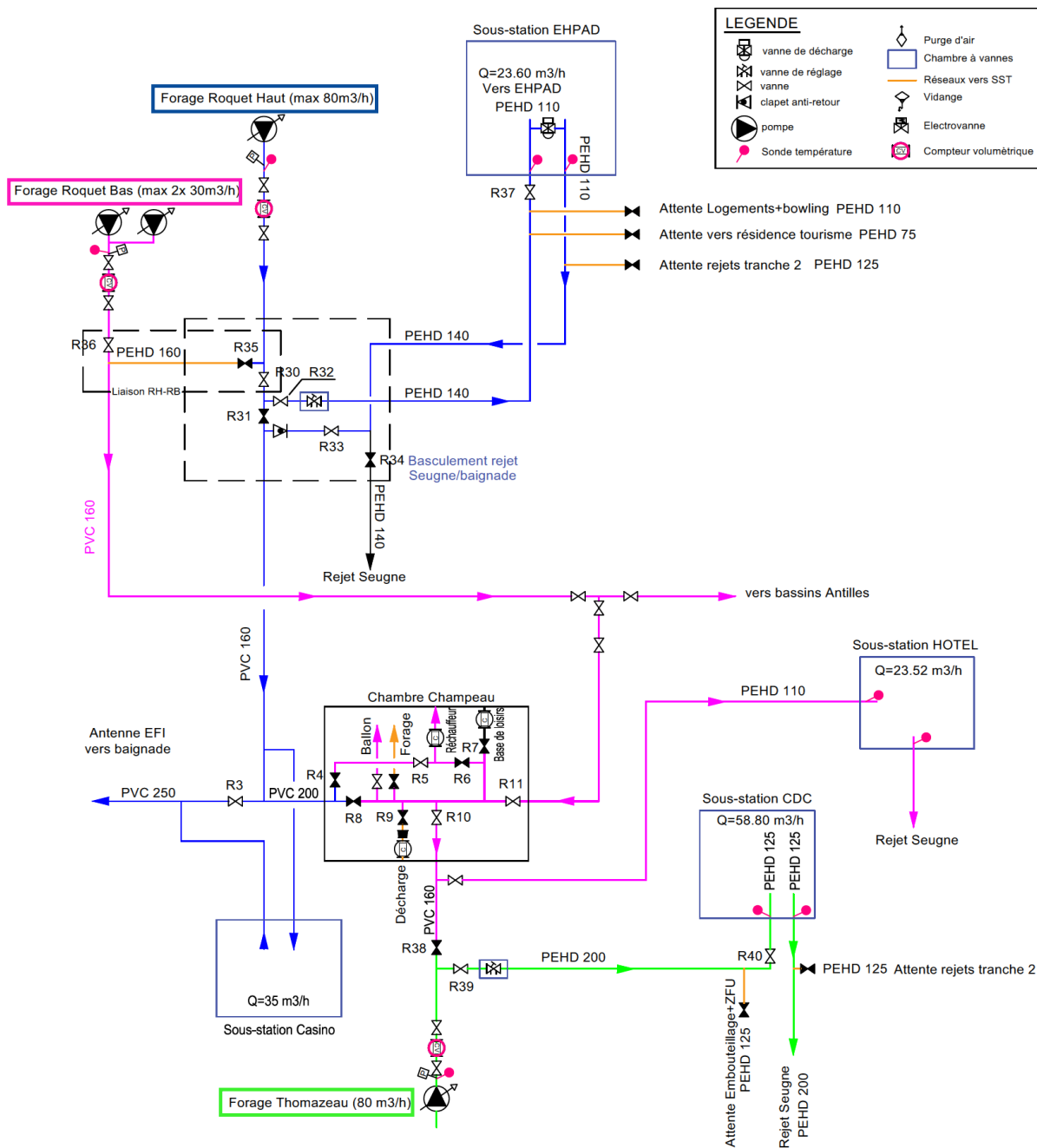


Figure 41 : Schéma de principe du réseau d'eau tempéré – mode ETE

CREM JONZAC

Schéma de principe réseau ET : Mode HIVER

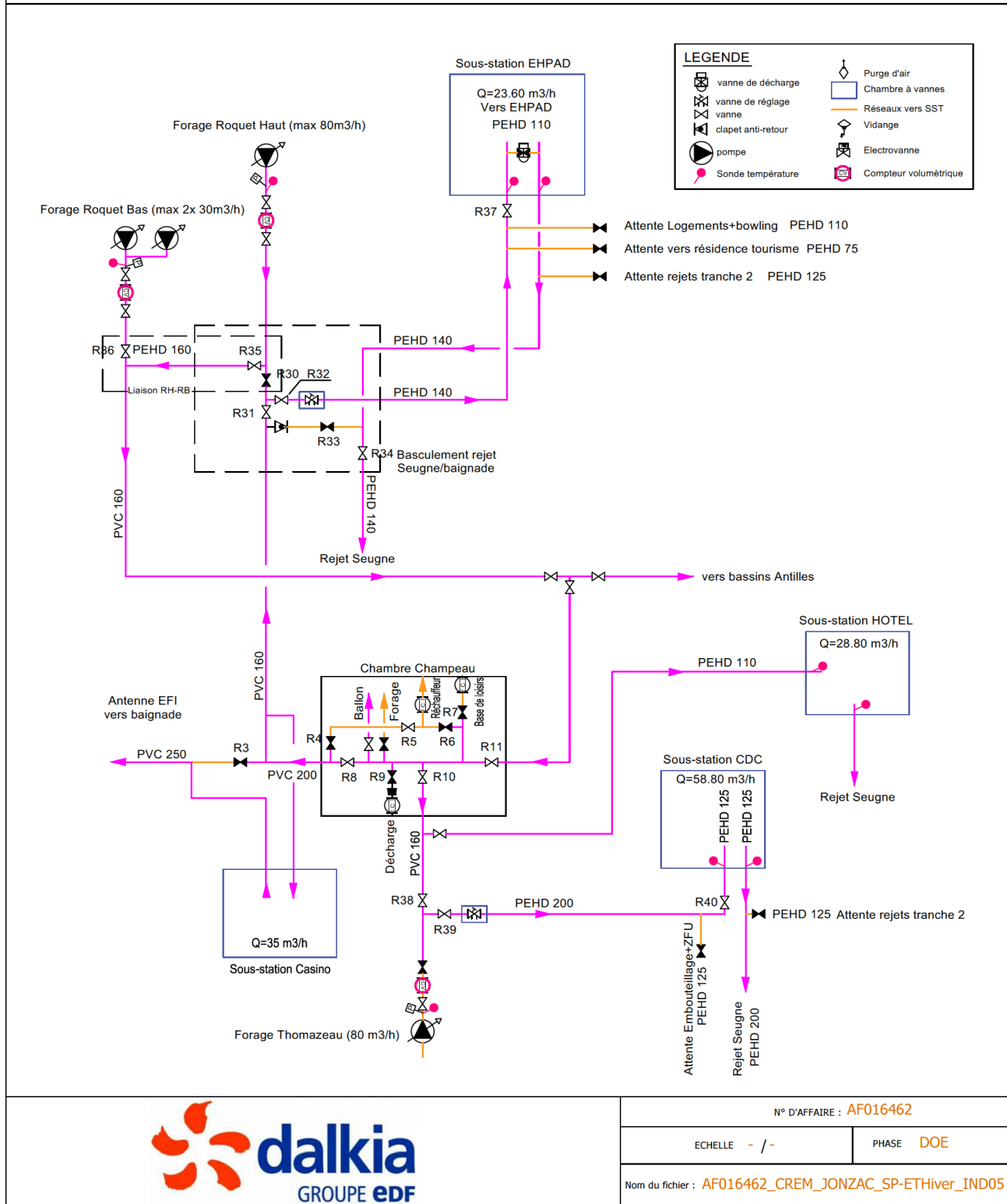


Figure 42 : Schéma de principe du réseau d'eau tempéré – mode HIVER

Au niveau de chaque abonné du réseau d'eau tempérée se trouve une sous-station.

2.5.2. Production de chaleur

Les installations thermiques de l'EHPAD et du Centre des Congrès étant raccordées en série, il n'est pas possible de moduler ou arrêter l'alimentation en eau. Le jour de la visite, 17 m³/h circulent en permanence pour alimenter ces installations.

Les installations fonctionnent suivant le même principe, avec une pompe à chaleur qui peut produire du chaud et du froid. L'énergie nécessaire est prélevée ou évacuée sur le réseau d'eau industrielle. Le chaud produit sert au chauffage des bâtiments et le froid produit au rafraîchissement.

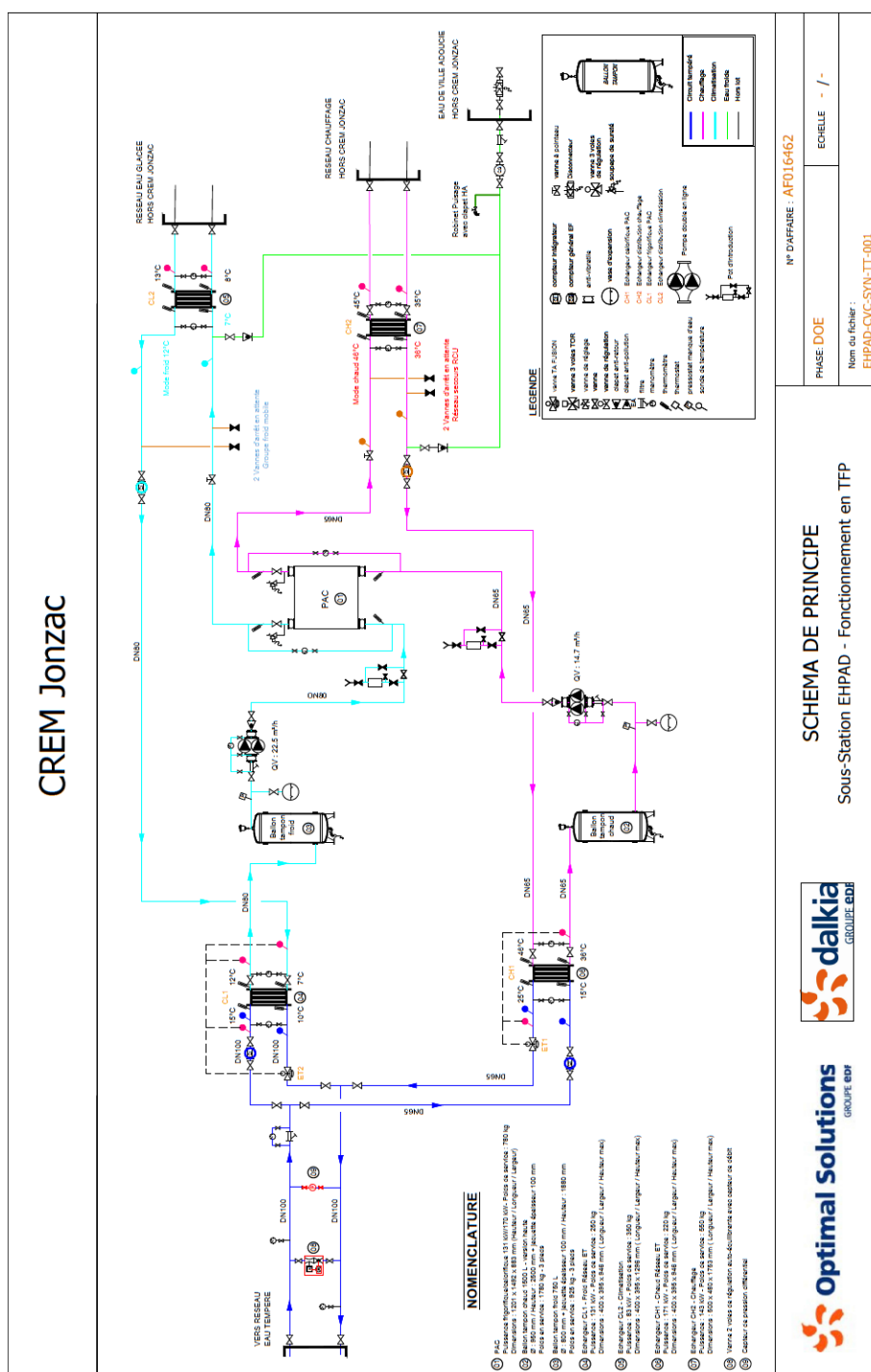


Figure 43 : Sous-station EHPAD / schéma de principe

Pour l'EHPAD, l'eau chaude sanitaire est préparée à partir du réseau de chaleur qui assure également le secours chauffage de l'installation pompe à chaleur.

Les puissances nominales des pompes à chaleur (aux conditions de fonctionnement des sites) sont :

- EHPAD (CIAT Dynaciat LG 500V) :
 - Puissance Chaud (W10W45) : 170 kW
 - Puissance Froid (W12W35) : 145 kW
- Centre des Congrès (CIAT Dynaciat LG 1600V) :
 - Puissance Chaud (W10W45) : 530 kW
 - Puissance Froid (W12W35) : 420 kW

Le temps de fonctionnement de la pompe à chaleur de chaque installation ainsi que d'un relevé ponctuel des compteurs au 14/03/2018 :

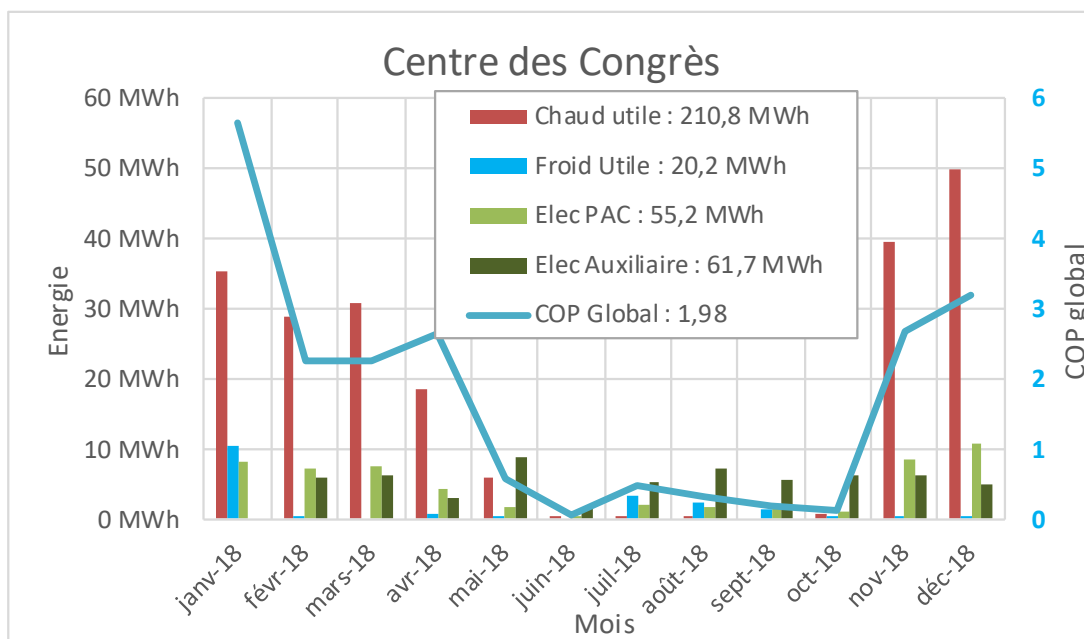
- EHPAD (sur quasiment une saison de chauffe) :
 - Temps de fonctionnement cumulé PAC : 1 300 h pleine puissance
 - Chaleur utile : 144 MWh
 - Froid utile : 12 MWh
- Centre des Congrès (sur quasiment une saison de chauffe) :
 - Temps de fonctionnement cumulé PAC : 400 h pleine puissance
 - Chaleur utile : 223 MWh
 - Froid utile : 25,5 MWh

2.5.3. Bilan énergétique

Les bilans énergétiques de l'année 2018 ont été transmis et sont présentés ci-dessous (suivi compteurs CREM Dalkia) pour chaque bâtiment.

Centre des congrès

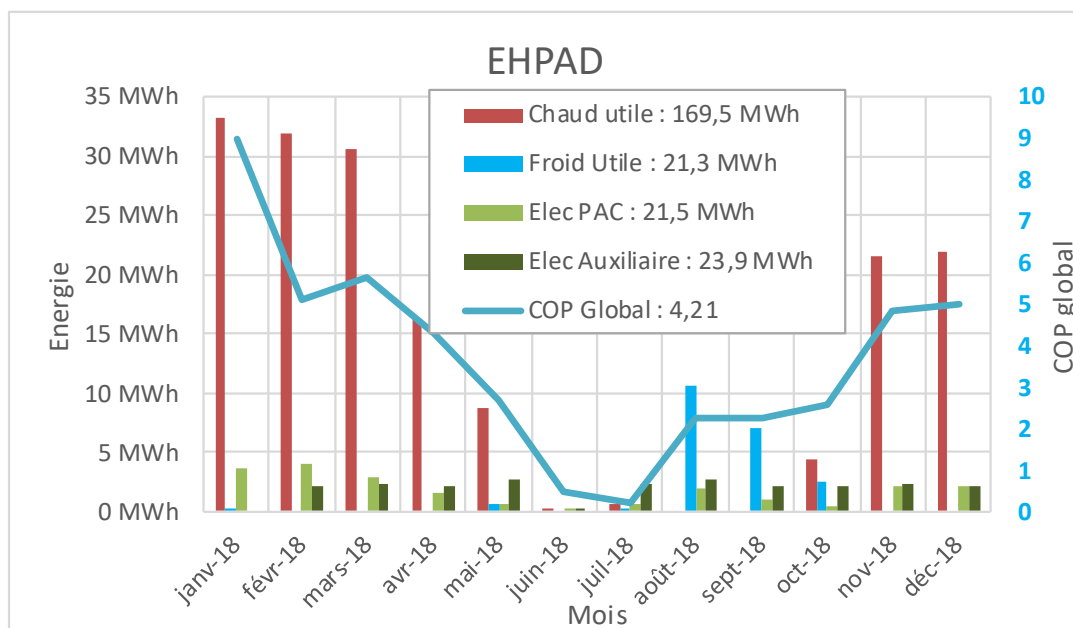
	Centre des Congrès					
	Chaud utile	Froid Utile	Elec PAC	Elec Auxiliaire	COP PAC utile	COP Global
janv-18	35,4 MWh	10,6 MWh	8,1 MWh	0,0 MWh	5,65	5,65
févr-18	29,0 MWh	0,5 MWh	7,2 MWh	5,8 MWh	4,11	2,27
mars-18	30,8 MWh	0,0 MWh	7,4 MWh	6,3 MWh	4,14	2,25
avr-18	18,5 MWh	0,8 MWh	4,3 MWh	2,9 MWh	4,44	2,66
mai-18	5,9 MWh	0,2 MWh	1,6 MWh	8,9 MWh	3,72	0,57
juin-18	0,1 MWh	0,0 MWh	0,4 MWh	1,9 MWh	0,33	0,06
juil-18	0,4 MWh	3,3 MWh	2,2 MWh	5,4 MWh	1,73	0,49
août-18	0,4 MWh	2,3 MWh	1,7 MWh	7,1 MWh	1,64	0,31
sept-18	0,0 MWh	1,3 MWh	1,7 MWh	5,7 MWh	0,78	0,18
oct-18	0,8 MWh	0,1 MWh	1,1 MWh	6,3 MWh	0,84	0,13
nov-18	39,6 MWh	0,4 MWh	8,5 MWh	6,3 MWh	4,68	2,69
déc-18	49,8 MWh	0,6 MWh	10,8 MWh	5,0 MWh	4,66	3,19
	210,8 MWh	20,2 MWh	55,2 MWh	61,7 MWh	4,19	1,98



Remarque : les comptages semblent cohérents avec les constats réalisés

EPHAD

	EPHAD					
	Chaud utile	Froid Utile	Elec PAC	Elec Auxiliaire	COP PAC utile	COP Global
janv-18	33,2 MWh	0,3 MWh	3,7 MWh	0,0 MWh	9,00	9,00
févr-18	31,9 MWh	0,0 MWh	4,0 MWh	2,2 MWh	7,90	5,10
mars-18	30,5 MWh	0,0 MWh	3,0 MWh	2,4 MWh	10,21	5,68
avr-18	16,3 MWh	0,0 MWh	1,5 MWh	2,3 MWh	10,70	4,32
mai-18	8,8 MWh	0,7 MWh	0,8 MWh	2,8 MWh	12,62	2,70
juin-18	0,1 MWh	0,0 MWh	0,0 MWh	0,2 MWh	8,92	0,49
juil-18	0,6 MWh	0,1 MWh	0,7 MWh	2,4 MWh	1,08	0,23
août-18	0,0 MWh	10,6 MWh	2,0 MWh	2,7 MWh	5,20	2,23
sept-18	0,0 MWh	7,1 MWh	1,0 MWh	2,2 MWh	7,43	2,28
oct-18	4,5 MWh	2,5 MWh	0,5 MWh	2,2 MWh	14,12	2,57
nov-18	21,6 MWh	0,0 MWh	2,1 MWh	2,3 MWh	10,22	4,85
déc-18	21,9 MWh	0,0 MWh	2,2 MWh	2,2 MWh	10,11	5,01
	169,5 MWh	21,3 MWh	21,5 MWh	23,9 MWh	8,89	4,21

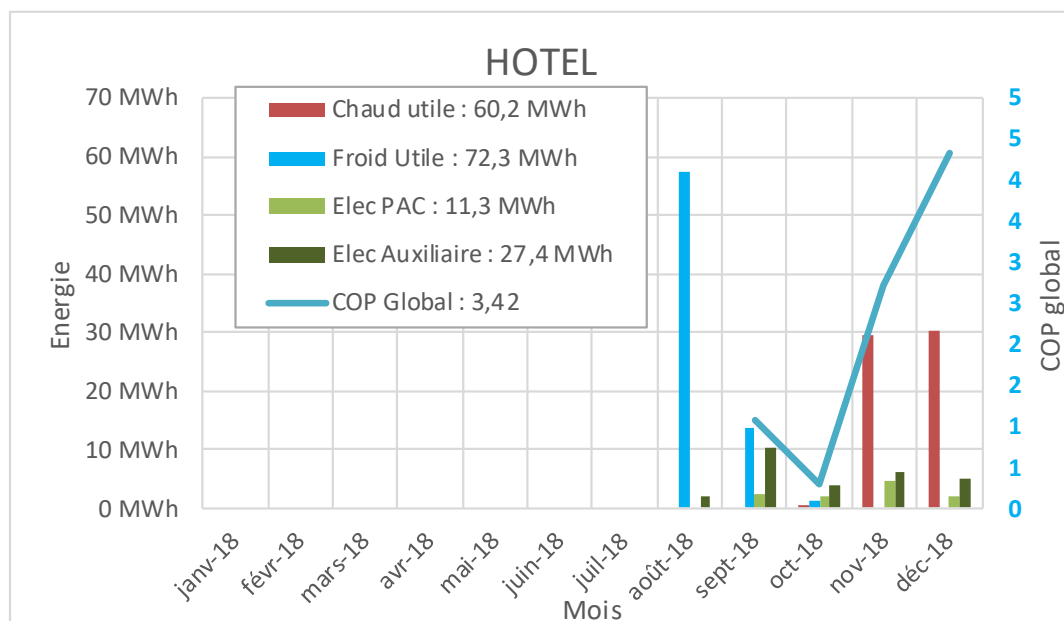


Remarques :

- Le comptage électrique PAC n'est pas cohérent avec les besoins thermiques : COP PAC de 10 impossible
- Le COP PAC du projet est d'environ 4

HOTEL

	HOTEL					
	Chaud utile	Froid Utile	Elec PAC	Elec Auxiliaire	COP PAC utile	COP Global
janv-18						
févr-18						
mars-18						
avr-18						
mai-18						
juin-18						
juil-18						
août-18		57,5 MWh	0,0 MWh	2,1 MWh		
sept-18		13,6 MWh	2,5 MWh	10,3 MWh	5,56	1,07
oct-18	0,6 MWh	1,2 MWh	2,1 MWh	4,0 MWh	0,81	0,28
nov-18	29,4 MWh	0,0 MWh	4,7 MWh	6,1 MWh	6,21	2,72
déc-18	30,2 MWh	0,0 MWh	2,0 MWh	5,0 MWh	15,48	4,34
	60,2 MWh	72,3 MWh	11,3 MWh	27,4 MWh	11,74	3,42



Remarque :

- Recul limité sur l'installation
- Les bilans énergétiques et performances ne sont pas cohérents : COP PAC de 15 en décembre impossible

Les volumes prélevés en 2018 et début 2019 sur les forages au sont présentés dans les tableaux suivants.

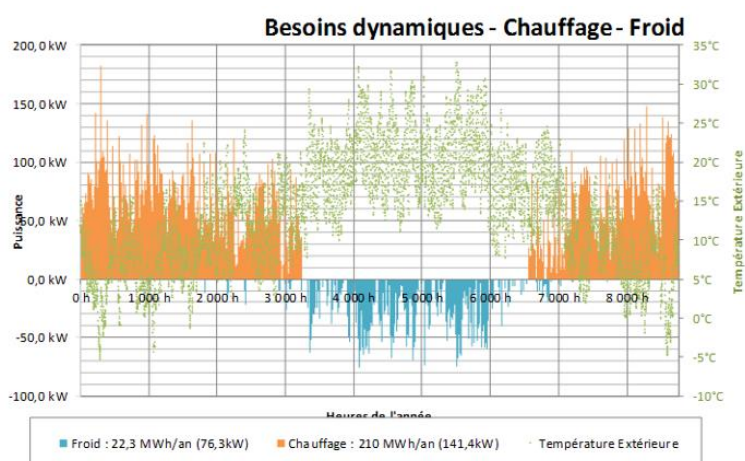
2018-2019 (données DALKIA)	Volume prélevé Roquet Haut (m³)	Volume prélevé Roquet Bas (m³)	Volume prélevé Thomazeau (m³)	Volume total prélevé (m³)
Janvier 18	20 157	7 710	0	27 867
Février 18	9 280	6 374	0	15 654
Mars 18	15 199	6 962	0	22 161
Avril 18	12 874	6 835	0	19 709
Mai 18	15 730	8 837	0	24 567
Juin 18	12 715	5 816	133	18 664
Juillet 18	31 426	6 788	6 930	45 144
Aout 18	44 729	6 568	41 927	93 224
Septembre 18	36 867	6 170	3 982	47 019
Octobre 18	12 236	6 760	2 238	21 234
Novembre 18	0	7 625	14 019	21 644
Décembre 18	406	4 055	16 559	21 020
TOTAL 2018	211 619	80 500	85 788	377 907

Tableau 23 : Volumes prélevés sur les forages Roquet et Thomazeau en 2018

A partir de ces données, nous avons établi un bilan énergétique de référence :

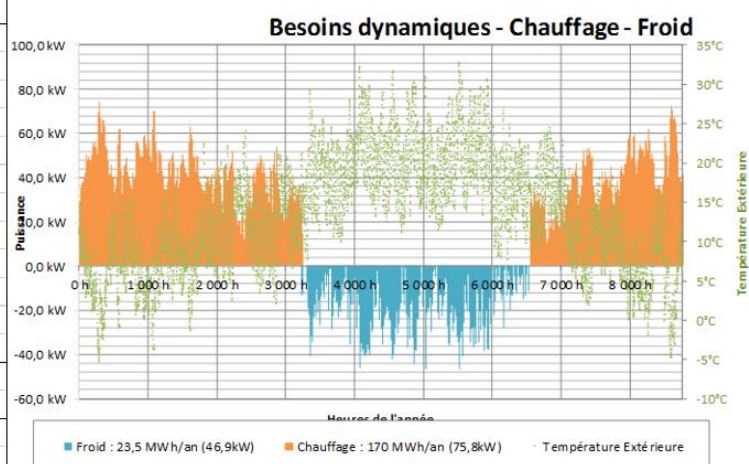
Centre des congrès

	Chauffage	Froid
Janvier	41,0 MWh	0,0 MWh
Février	35,5 MWh	0,0 MWh
Mars	25,9 MWh	0,1 MWh
Avril	18,7 MWh	0,1 MWh
Mai	5,0 MWh	1,7 MWh
Juin	0,0 MWh	5,5 MWh
Juillet	0,0 MWh	6,6 MWh
Août	0,0 MWh	5,9 MWh
Septembre	0,0 MWh	2,1 MWh
Octobre	11,7 MWh	0,2 MWh
Novembre	29,0 MWh	0,0 MWh
Décembre	43,2 MWh	0,0 MWh
Total	210,0 MWh 52,5 kWh/m².an	22,3 MWh 5,6 kWh/m².an
Puissance utile	141,4 kW 35,4 W/m²	76,3 kW 19,1 W/m²



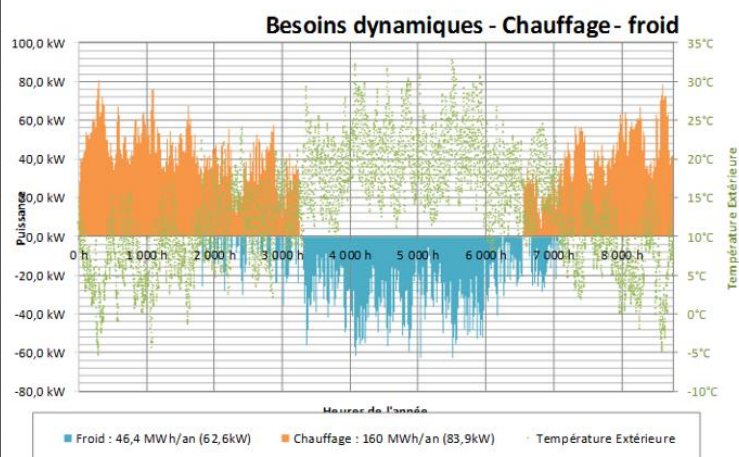
EPHAD

	Chauffage	Froid
Janvier	30,5 MWh	0,0 MWh
Février	26,1 MWh	0,0 MWh
Mars	22,5 MWh	0,0 MWh
Avril	16,7 MWh	0,0 MWh
Mai	6,3 MWh	2,0 MWh
Juin	0,0 MWh	5,7 MWh
Juillet	0,0 MWh	7,0 MWh
Août	0,0 MWh	6,3 MWh
Septembre	0,0 MWh	2,6 MWh
Octobre	13,3 MWh	0,0 MWh
Novembre	23,6 MWh	0,0 MWh
Décembre	30,9 MWh	0,0 MWh
Total	170,0 MWh 85,0 kWh/m².an	23,5 MWh 11,8 kWh/m².an
Puissance utile	75,8 kW 37,9 W/m²	46,9 kW 23,5 W/m²



HOTEL

	Chauffage	Froid
Janvier	30,2 MWh	0,0 MWh
Février	25,2 MWh	0,0 MWh
Mars	20,8 MWh	0,7 MWh
Avril	14,0 MWh	1,0 MWh
Mai	5,0 MWh	4,7 MWh
Juin	0,0 MWh	10,0 MWh
Juillet	0,0 MWh	11,9 MWh
Août	0,0 MWh	10,9 MWh
Septembre	0,0 MWh	5,2 MWh
Octobre	11,1 MWh	2,0 MWh
Novembre	22,4 MWh	0,0 MWh
Décembre	30,8 MWh	0,0 MWh
Total	160,0 MWh 64,0 kWh/m².an	46,4 MWh 18,5 kWh/m².an
Puissance utile	83,9 kW 33,6 W/m²	62,6 kW 25,1 W/m²



2.5.4. Constats

A partir des données collectées et observations de terrain, les constats suivants sont effectués :

Centre des congrès :

- Mise en service en septembre 2017 ;
- Ouverture minimale des vannes Eau industrielle car l'EHPAD est raccordé en série ;
- Temps de fonctionnement PAC : 400 h équivalent Pleine Puissance (depuis la mise en service jusqu'à mars 2018).

EHPAD :

- Mise en service en octobre 2017 ;
- Circulateurs en fonctionnement permanent ;
- Réseau de chaleur pour Eau chaude Sanitaire (et secours chauffage) ;
- Temps de fonctionnement PAC : 1 300 h équivalent Pleine Puissance (depuis la mise en service jusqu'à mars 2018).

2.6. Le forage Soenna – les thermes

L'exploitation, le suivi et l'entretien du forage sont délégués par la ville à la chaîne thermique du soleil. Les seuls documents et données mis à disposition d'Antea Group sont les suivants :

- « Forage Soenna contrôle de réception après rechemisage », HYDRO INVEST, 2010
- « Forage Soenna Perspectives : réhabilitation / forage de substitution », HYDRO INVEST, 2015
- « Suivi et enregistrement débit, niveau, température, conductivité du 01/01/2015 au 04/06/2018, CTS.

Ces données ont été complétées par celles disponibles sous la banque de données du sous-sol. On dispose toutefois au global que de très peu de données sur l'ouvrage.

2.6.1. Réalisation

Le forage Soenna a été créé en 1980 avec pour objectif de lancer un programme de chauffage urbain centré sur la géothermie. Le forage va être exploité pour le chauffage des principaux bâtiments de la ville ainsi que des logements particuliers de 1981 à 1986, mais les travaux scientifiques menés en parallèle mettent en évidence les vertus thérapeutiques de cette eau. Le 4 août 1986, l'établissement thermal de Jonzac ouvre et, depuis cette date, la Chaîne Thermale du Soleil exploite le forage Soenna, qui reste propriété de la ville de Jonzac.

2.6.2. Description technique du forage

2.6.2.1. Coupe géologique et technique

Le forage capte le réservoir du Trias.

La coupe technique de l'ouvrage est présentée à la figure 44.

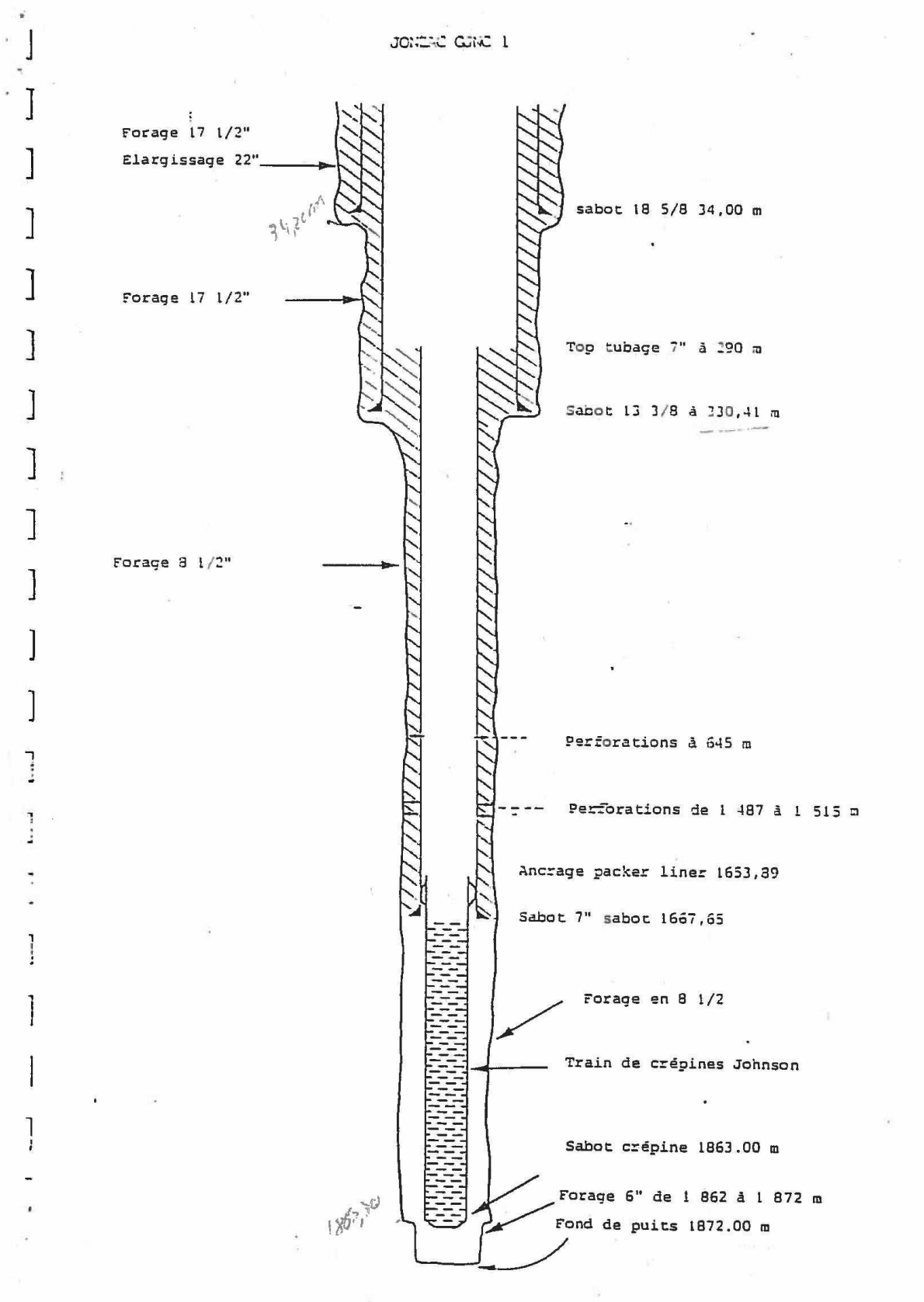


Figure 44: Coupe technique d'origine (DOE BRGM, 1981)

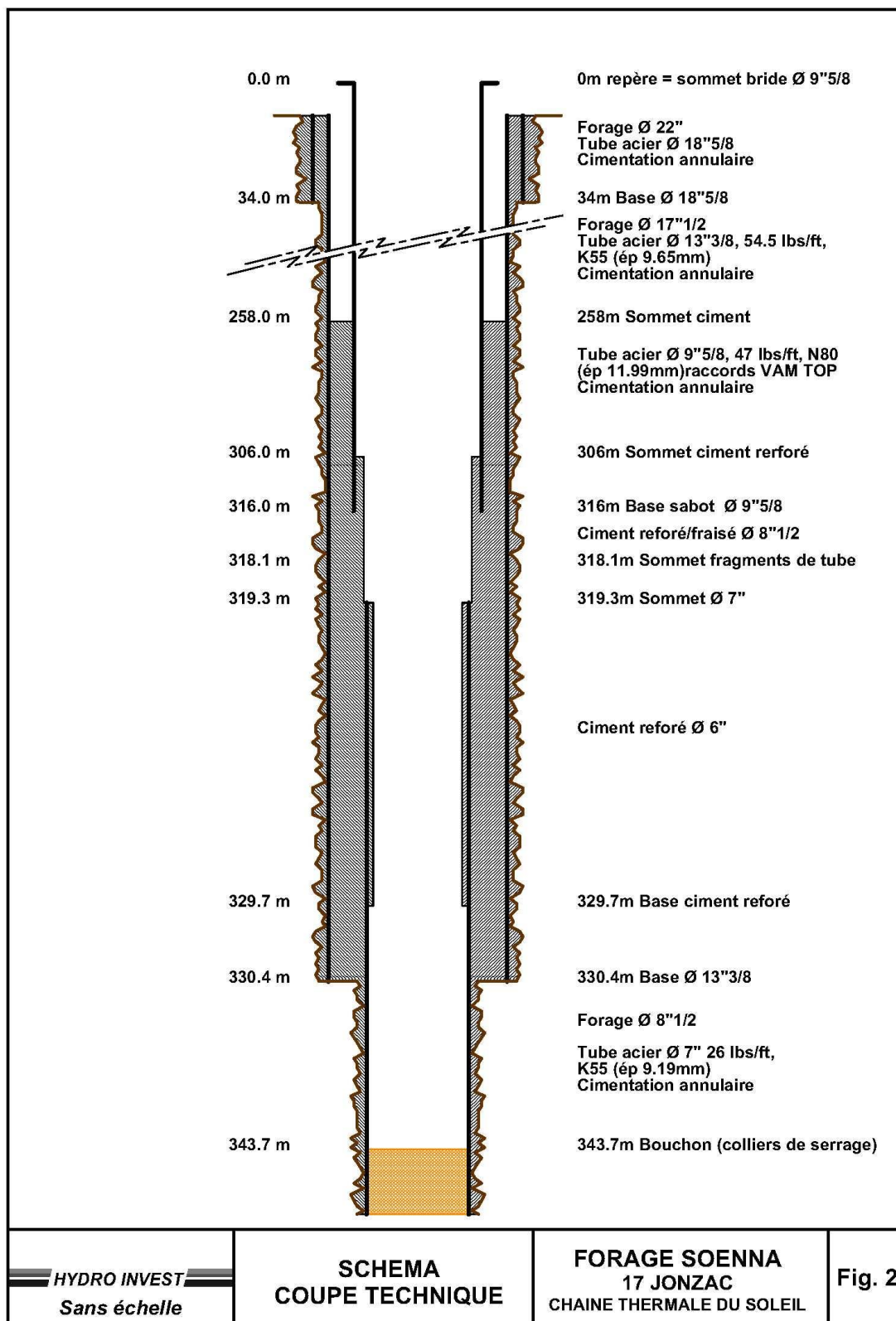


Figure 45: Coupe technique 0 - 343 m suite rechemisage (HydroInvest, 2010)

2.6.2.2. Paramètres hydrodynamiques

Les valeurs mesurées sur Soenna et Lomega sont :

Tableau 24 : Synthèse des caractéristiques hydrodynamiques au Trias

Forage	Date	Qs (m ³ /h/m)	T (m ² /s)	S	Commentaires
GJNC1	01/1980	Les débits spécifiques mesurés à l'origine sont de l'ordre de 0,2 m³/h/m	5,5.10⁻⁵	4.10⁻⁵	Air lift 35 m ³ /h pendant 13h25 Niveau mesurée avec une sonde pression Calcul de T sur la remontée

2.6.3. Etat actuel de l'ouvrage

Les principales informations permettant d'évaluer l'état de l'ouvrage sont résumées ci-dessous :

- HydroInvest 2010 :
 - L'ouvrage a été rechemisé par un tubage acier API 9''5/8 de 0 à 316 m car le casing 13''3/8 était fortement altéré par la corrosion avec des perforations nettement visibles ;
 - La surface du tubage 7'' entre 320 et 343 m est « très irrégulière, avec des perforations localisées » (page 5). Des fragments de raccord vissés et plaques métallique sont présents ;
 - La caméra est bloquée à 343,7 m sur un amas de colliers ;
 - Des « variations de minéralisation amènent un questionnement sur l'état de l'ouvrage au-delà de 343 m. Elles peuvent notamment indiquer un défaut d'étanchéité plus bas dans le tube plein 7''. L'état actuel des connaissances ne permet cependant pas d'identifier leur origine avec certitudes » (p8 du document HydroInvest) ;
 - Le contrôle de la cimentation du 9''5/8 dans sa partie cimentée au-delà de 258 m confirme la présence de la cimentation mais avec l'existence vraisemblable d'« un micro-annulaire entre le ciment et le tube » (p9 du document HydroInvest). Pour la partie accessible du tubage 7'' (jusqu'à 343.7 m), la cimentation paraît de bonne qualité.
- HydroInvest 2015 :
 - La note compare les solutions de réhabilitation de l'ouvrage à celle d'un ouvrage neuf ;
 - Il est précisé que « le tube acier 7'' sous-jacent, jusqu'à 1580 m de profondeur, est vraisemblablement dans un état de dégradation aussi avancé ». Son état n'a pu être reconnu en raison de l'amas présent à 343 m empêchant la descente d'une caméra ;
 - Il est indiqué qu'une réhabilitation par extraction du tubage 7'', nettoyage, chemisage présenterait des « coûts finaux excédant facilement le double de la réalisation d'un forage neuf ».

Lors de notre entretien du 14 mars 2018 avec la chaîne thermique du soleil (Mr. Espin et Mr. Dero), il nous a été confirmé les inquiétudes sur la tenue du 7'' et la pérennité de l'exploitation de Soenna à court terme. Des scrappages de la chambre de pompage sont réalisés annuellement afin de dégager les dépôts de sulfures de fer sur les parois rechemisées et d'éviter que la pompe ne reste bloquée l'année suivante. Le fer peut provenir du réservoir mais aussi de la dégradation du 7''.

2.6.4. Suivi débit, niveau, température, conductivité

Ces suivis sont présentés à la figure suivante. On note :

- un débit compris entre 16 et 23 m³/h stabilisé à environ 18 m³/h depuis septembre 2017 ;
- un niveau dynamique compris entre 105 et 141 m sous la bride en exploitation ;
- une température stable entre 54 et 56°C ;
- une conductivité comprise entre 10000 et 10300 µS/cm avec des pics ponctuels atteignant 19900 µS/cm et qui semblent correspondre aux démarrages de pompe.

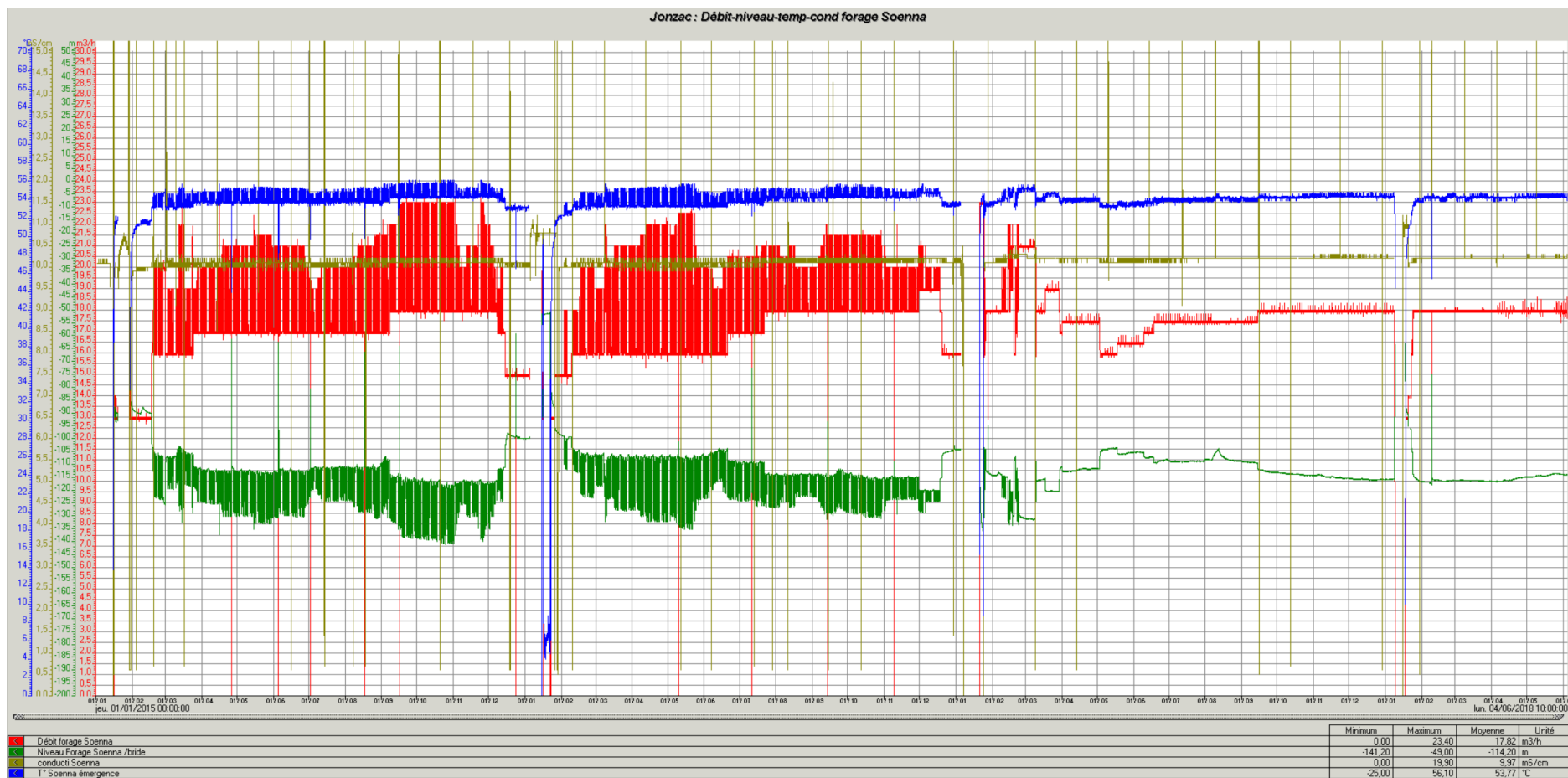


Figure 46: Suivi des paramètres enregistrés sur Soenna (01/01/2015 au 04/06/2018)

2.6.5. Synthèse sur l'état de l'ouvrage

Afin de ne pas perturber l'équilibre technico-économique en place à Jonzac, aucune investigation supplémentaire n'a été lancée, tant qu'un ouvrage de remplacement n'est pas opérationnel.

Afin de pouvoir disposer d'éléments permettant de conclure sur le devenir de Soenna (rebouchage, maintien de l'exploitation, secours,...) un complément de diagnostic sera nécessaire une fois la ressource des Thermes sécurisée par un nouvel ouvrage. Ce diagnostic devra inclure le débouchage à 343.7 m afin de diagnostiquer l'intégralité de l'ouvrage et conclure sur son état global.

Les quelques éléments collectés et témoignages recueillis laissent à penser que Soenna est en fin de vie et que son remplacement doit s'envisager à très court terme.

2.6.6. Fonctionnement

Les thermes sont actuellement alimentés par Soenna, en continu, à un débit de 17 m³/h, sans variation de débit. Ce débit contribue au chauffage du site et à la préparation d'eau chaude sanitaire. Au plus fort de l'hiver la limite de capacité de chauffage est atteinte.

En complément, 5 m³/h sont récupérés de Lomega, 12 h/jr, pendant les périodes de fonctionnement (toute l'année, hormis de mi-décembre à mi-février). Ce débit n'est pas utilisé pour le chauffage.

Sur ces débits, hormis 2 m³/h qui rejoignent le réseau d'assainissement, l'ensemble est rejeté dans la lagune située à proximité des thermes (soit environ 20 m³/h).

A terme, le besoin exprimé par la chaîne thermique du soleil est de **30 m³/h**. Cette dernière valeur est retenue pour les développements suivants. Il est de plus supposé qu'avec l'abandon de Soenna, une modulation du débit sera possible.

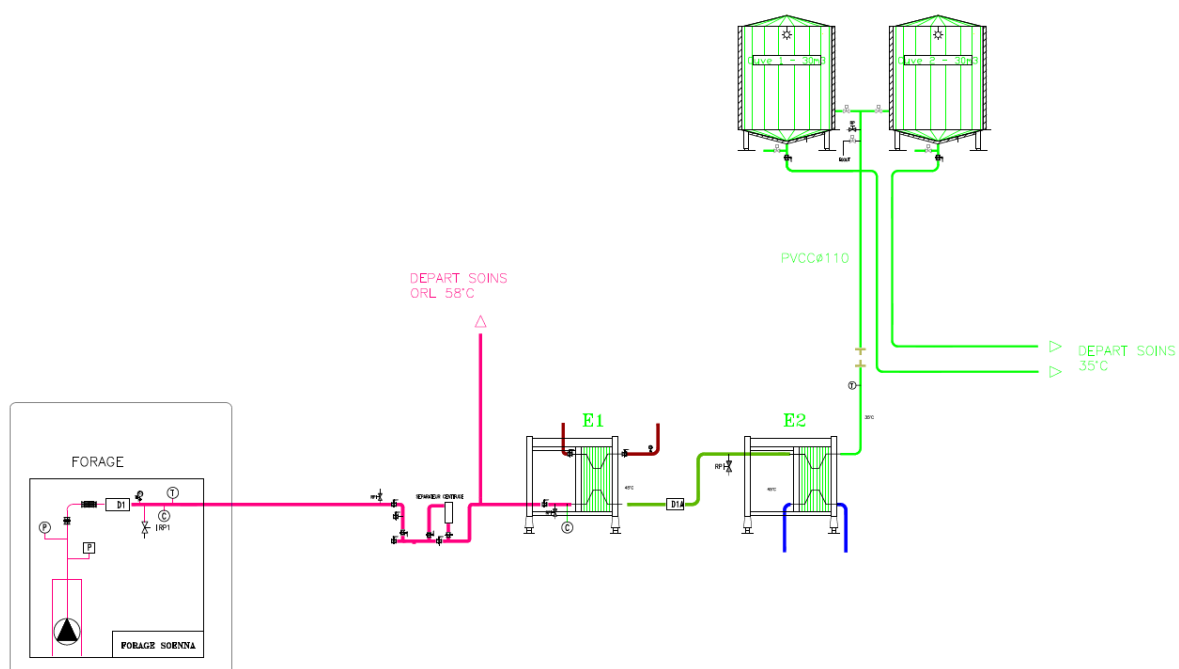


Figure 47: Schéma de fonctionnement Thermes / Soenna

3. Développement énergétique

Dans cette partie, nous présentons une synthèse des développements énergétiques envisagés par installation à court, moyen et long terme.

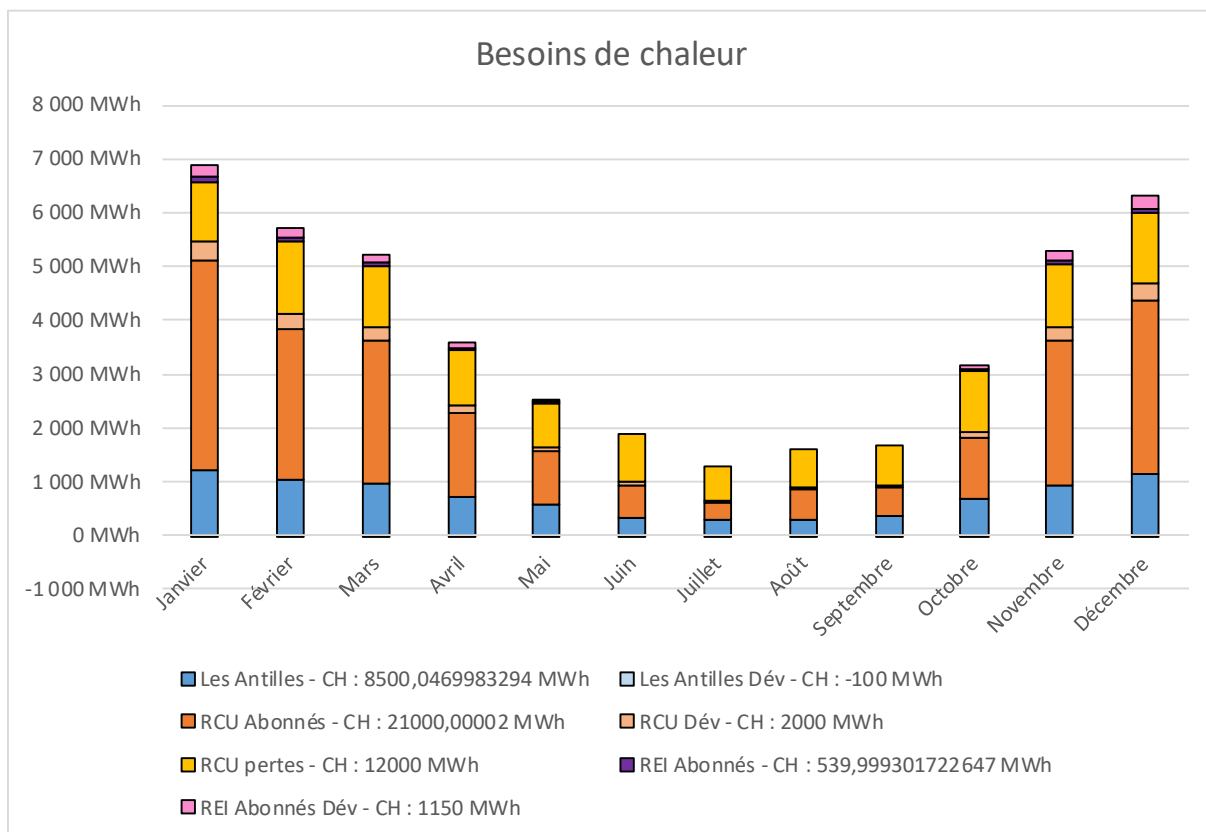
Installation	Caractéristique du développement	Court terme (<5 ans)	Horizon 5 à 10 ans
Les Antilles	Finalisation amélioration performance énergétique (travaux 2018-2019) dont couverture bassin extérieur lagon	-600 MWh	-600 MWh
	Projet de Balnéothérapie (1 000 m ² de bâtiment / 200 m ² de bassins)		+ 500 MWh
Les thermes	Développement de l'activité de thermalisme. Besoins thermiques traités avec l'eau thermale	+ 10 m ³ /h	+ 10 m ³ /h
Réseau de chaleur	Raccordement de bâtiments neufs (50 eq log/an) (Exemple : 100 logements HLM dans le secteur résidence Philippe)	+ 1 000 MWh	+ 2 000 MWh
	Travaux de rénovation énergétique sur les bâtiments raccordés (baisse de 2%/an des besoins)	- 1 000 MWh	- 2 000 MWh
	Urbanisation de la zone de la Mouillère (30 ha) 500 petits logements + 15 000 m ² tertiaire	-	+ 1 000 MWh
Réseau d'eau industrielle	Logements + Bowling (100 logements + 2 000 m ² de bowling)	-	+500 MW _{hc} + 100 MW _{hf}
	Résidence de tourisme (2 000 m ²)	-	+100 MW _{hc} + 50 MW _{hf}
	Usine Embouteillage + Tertiaire (5 000 m ²)		+400 MW _{hc} + 250 MW _{hf}
	Village Beaulieu (3 000 m ²)		+150 MW _{hc} + 75 MW _{hf}

4. Synthèse énergétique

Le graphique ci-dessous présente une synthèse mensuelle des besoins énergétiques en chaleur et en froid des différents usages.

Remarque : Les besoins des thermes ne sont pas intégrés ; les thermes étant considérés comme autonomes en énergie grâce à la ressource thermique.

	CHAUD							FROID	
	Les Antilles	Les Antilles Dév	RCU Abonnés	RCU Dév	RCU pertes	REI Abonnés	REI Abonnés Dév	BEI Abonnés	BEI Abonnés Dév
Janvier	1218	-14	3887	370	1088	102	217	0	0
Février	1023	-12	2814	268	1356	87	185	0	0
Mars	970	-11	2645	252	1129	69	148	-1	-4
Avril	724	-9	1557	148	1020	49	105	-1	-6
Mai	558	-7	996	95	820	16	35	-8	-43
Juin	333	-4	597	57	908	0	0	-21	-109
Juillet	274	-3	333	32	643	0	0	-25	-131
Août	293	-3	557	53	708	0	0	-23	-119
Septembre	375	-4	519	49	746	0	0	-10	-51
Octobre	677	-8	1149	109	1120	36	77	-2	-12
Novembre	921	-11	2694	257	1173	75	160	0	0
Décembre	1133	-13	3252	310	1289	105	223	0	0
Total	8500	-100	21000	2000	12000	540	1150	-92	-475



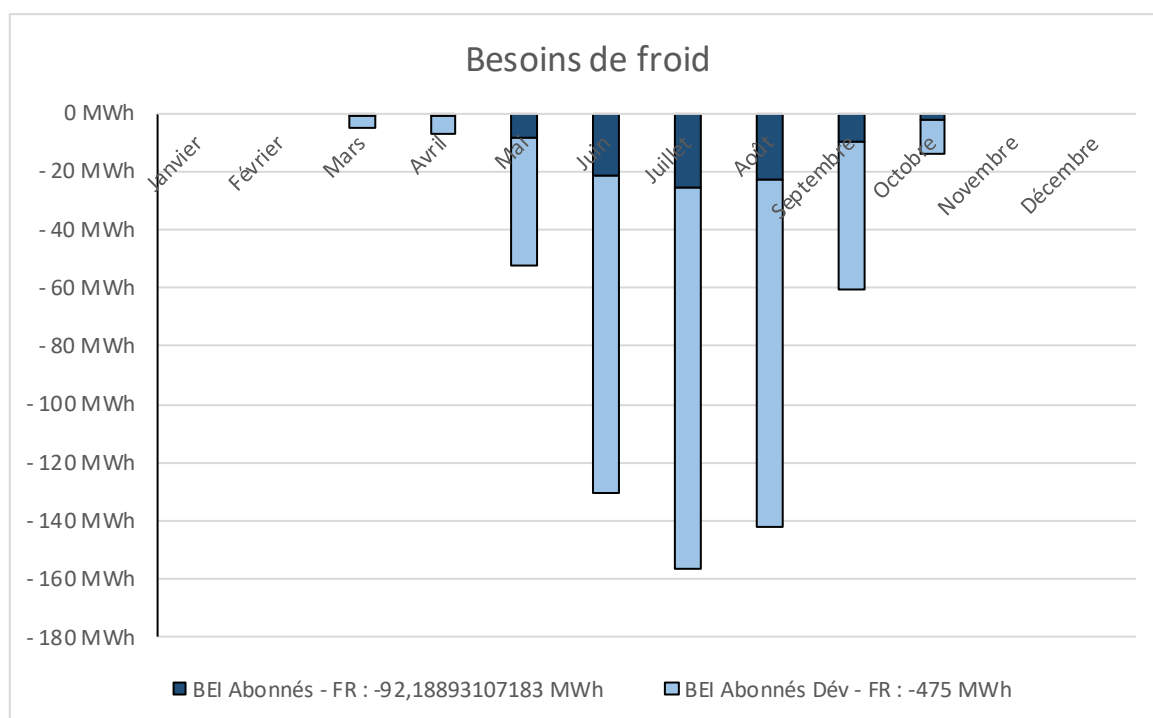


Figure 48: Synthèse mensuelle des besoins énergétiques

5. Exigences réglementaires sur les rejets

5.1.1. Contexte

La démarche complète menée par le bureau d'étude SEGI est présentée dans le dossier « étude d'impact globale des rejets au sein de la Zac val de Seugne », de juillet 2019. Nous nous arrêtons dans ce chapitre uniquement sur les aspects dimensionnants pour les bassins de retenue et la stratégie

Il ressort des différents contacts pris avec les autorités qu'un objectif à poursuivre et potentiellement acceptable, serait de garantir une qualité moyenne au sens du SEQ eau.

Tableau 25: Valeurs seuils du SEQ Eau

	CHLORURES	SULFATES	ARSENIC
TRES BON	50 mg/L	60 mg/L	1 µg/L
BON	100 mg/L	120 mg/L	35 µg/L
MOYEN	150 mg/L	190 mg/L	70 µg/L
MEDIOCRE	200 mg/L	250 m/L	100 µg/L

En extrapolant l'analyse menée par SEGI, ces seuils de qualité au sens du SEQ eau, peuvent être déclinés en termes de débits maximaux admissibles, compte tenu des débits de la Seugne au cours d'une année type et de la concentration en Chlorures notamment, des saumures du Trias.

Tableau 26: Débits de rejet maximaux admissibles par le milieu en fonction des objectifs de qualité SEQ-Eau

PARAMETRE CHLORURE												
Mois	Janv.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Débit Seugne (m³/s)	5,12	4,35	2,46	1,58	1,10	1,10	0,23	0,09	0,09	0,16	0,94	2,02
Débit théorique de rejet (m³/h)												
MEDIOCRE	1301	1106	625	402	280	280	58	23	24	41	239	513
MOYEN	925	786	445	286	199	199	42	16	17	29	170	365
BONNE	549	467	264	170	118	118	25	10	10	17	101	217
TRES BONNE	173	147	83	53	37	37	8	3	3	5	32	68

Pour l'objectif de qualité moyenne des eaux de la Seugne visé, les débits de rejet mensuel des eaux du Trias sont représentés sur le graphique suivant :

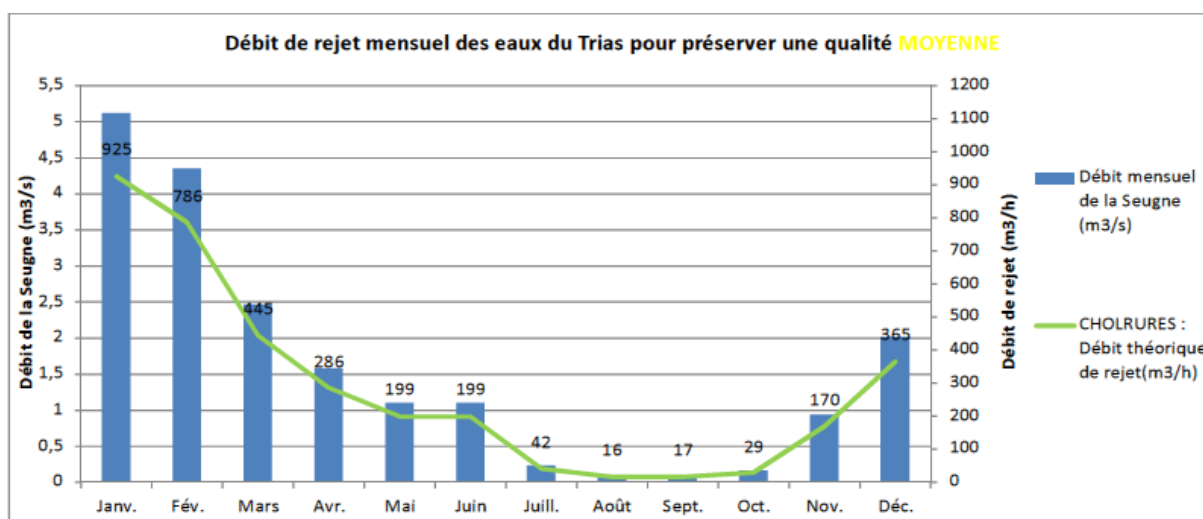


Figure 49: Débit mensuel des eaux du Trias pour préserver une qualité moyenne (SEGI, 2019)

5.1.2. Stratégie de gestion dans le futur

La limitation en termes de débit est fortement impactante en période estivale. C'est pourquoi il est proposé de limiter voir stopper l'usage géothermal de Loméga pour les Antilles au cours des mois de juillet, août, septembre et octobre. Au cours de cette même période, les rejets issus des thermes, seront intégralement stockés.

Les besoins communiqués par la chaîne thermique du soleil compte-tenu des perspectives de développement sont un débit continu d'eau thermique de **30 m³/h**.

Pour le fonctionnement de Loméga c'est le scénario " Référence optimisée " mais avec arrêt de l'alimentation des Antilles à partir de Loméga durant 4 mois (cf. PEX – AOT Loméga) qui a été pris en compte, soit **136 315 m³** annuel de novembre à juin :

Rejets maximaux - Objectif SEQ EAU - MOYEN			Thermes		Antilles optimisé avec arrêt		Excédent à stocker	Capacité de Destockage	Destockage	Rejets réels	
	Débit moyen(m3/h)	m3/mois	m3/h	m3/mois	m3/h	m3/mois	m3	m3/mois	m3/mois	m3/h	m3/mois
janvier	925	677100	30	21960	31	22206	0	632934		61	44536
février	786	575352	30	21960	27	19127	0	534265		57	41406
mars	445	325740	30	21960	27	19127	0	284653		57	41406
avril	286	209352	30	21960	21	14855	0	172537		51	37063
mai	199	145668	30	21960	18	12816	0	110892		48	34989
juin	199	145668	30	21960	11	7813	0	115896		41	29903
juillet	42	30744	30	21960	0	0	0	8784		30	21960
août	16	11712	30	21960	0	0	10248			16	11712
septembre	17	12444	30	21960	0	0	9516			17	12444
octobre	29	21228	30	21960	0	0	732			29	21228
novembre	170	124440	30	21960	26	18550	0	83930	20496	84	61315
décembre	365	267180	30	21960	30	21821	0	223399		60	44145
TOTAL annuel		2546628		263520		136314,6552	20496		20496		402107

Dans ce cas la capacité de stockage à mettre en œuvre, uniquement lié à l'usage thermal et après utilisation de 100% des capacités d'acceptation de la Seugne dans les conditions fixées ci-dessus, est de **20 500 m³** environ. On note à ce stade, qu'avec les valeurs utilisées les besoins de stockage se concentrent en réalité d'août à octobre avec des volumes produit par l'activité thermique de 65 880 m³, et une « capacité d'acceptation » de la Seugne dans le même temps de 45 384 m³.

Dans cette configuration et sur la période d'août à septembre (8784 m³ de capacité de destockage étant disponible sur juillet) chaque m³ supplémentaire pompé pour l'usage géothermique engendrera des besoins supplémentaires, estimés de **0 à 30 000 m³**.

Ainsi, il est nécessaire de **stocker temporairement environ 20 500 m³** issu du rejet des thermes sur les mois d'août, septembre et octobre. Le déstockage total des eaux par rejet vers la Seugne peut être envisagé dès le mois de novembre au regard des critères d'acceptabilité du milieu.

En première approche, il est envisagé de gérer cette capacité de stockage à l'aide de la lagune des Thermes, celle des Antilles restant dédiée à l'usage géothermique.

5.1.3. Lagune des thermes

Aucune étude sur la lagune des thermes n'a été transmise.

Les principales caractéristiques des lagunes, leur principe de fonctionnement sont synthétisés dans les paragraphes suivants, sur la base des données cartographiques et des observations de terrain.

5.1.3.1. Principales caractéristiques

La lagune des thermes est composée de deux bassins successifs : le bassin Sud-Est se déverse dans le bassin principal au Nord-Ouest au niveau d'un seuil.

- Surface de la lagune :
 - Bassin primaire (Sud-Est) = 2 400 m²
 - Bassin principal (Nord-Ouest) = 8 400 m²
 - TOTAL = 10 800 m².
- Profondeur moyenne : inconnue
- Volume : inconnu
- Imperméabilisation : absence de membrane d'imperméabilisation. Sols réputés peu perméables.
- Superficie du bassin versant des eaux pluviales collectées : 3,8 ha à 9,8 ha (à affiner avec une meilleure connaissance des réseaux rejetant dans la lagune).

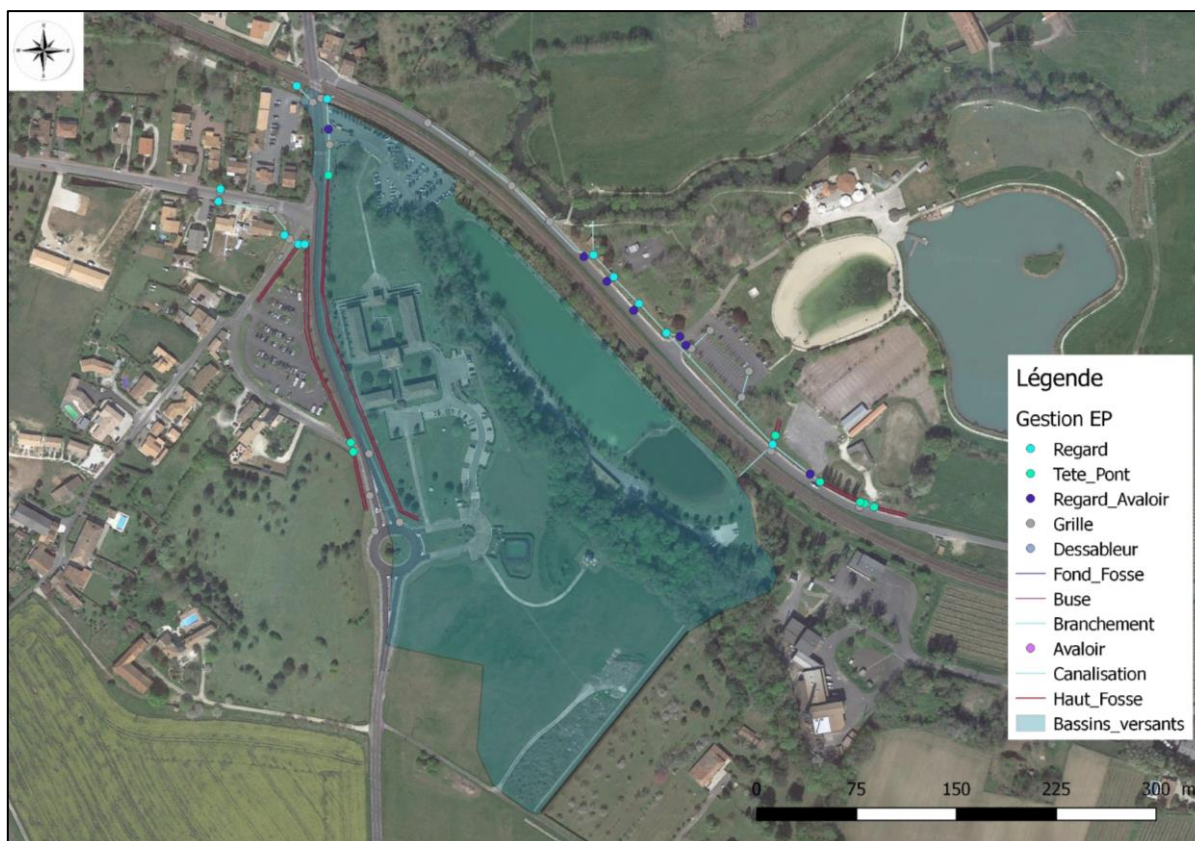


Figure 50. Délimitation du bassin versant de la lagune des thermes (à valider) et réseau d'eaux pluviales collectif

5.1.3.2. Principe de fonctionnement

5.1.3.2.1. Rejets collectés

La lagune des thermes reçoit de nombreux rejets sur tout le contour Sud-Ouest, dont l'origine n'a pas pu être identifiée pour la plupart.

Les types de rejets vers la lagune des thermes sont :

- Rejet d'eau géothermale ;
- Rejets d'eau pluviales, de voirie notamment ;
- Autres rejets à clarifier : observation de deux tuyaux flexibles PEHD 50 mm de type « eau potable ».

5.1.3.2.2. Sortie de la lagune

L'évacuation se fait au fil de l'eau via un collecteur béton de 400 mm situé à l'extrémité Sud-Est du bassin principal.

Le rejet rejoint le réseau pluvial collectif de l'autre côté de la voie ferrée, au niveau du parking de la base de loisir, avant de rejeter dans la Seugne via un collecteur béton situé quelques mètres en amont de la passerelle piéton. Il ne semble pas y avoir de dispositif de prétraitement (déboureur-déshuileur) avant rejet.

5.1.3.2.3. Evaluation sommaire des volumes d'eaux pluviales collectés dans la lagune

Sur la base de l'occupation des sols, la surface active collectée sur le bassin versant estimé de la lagune est évaluée à 4,26 ha (Coefficient de ruissellement moyen = 0,43).

En s'appuyant sur les normales saisonnières relevées à la station météorologie de Cognac, les hauteurs de pluies cumulées sur les mois d'août à octobre (période de stockage des eaux) s'élèvent à 188,3 mm, soit un volume total collecté d'environ 8 020 m³ d'eaux pluviales sur les 3 mois visés.

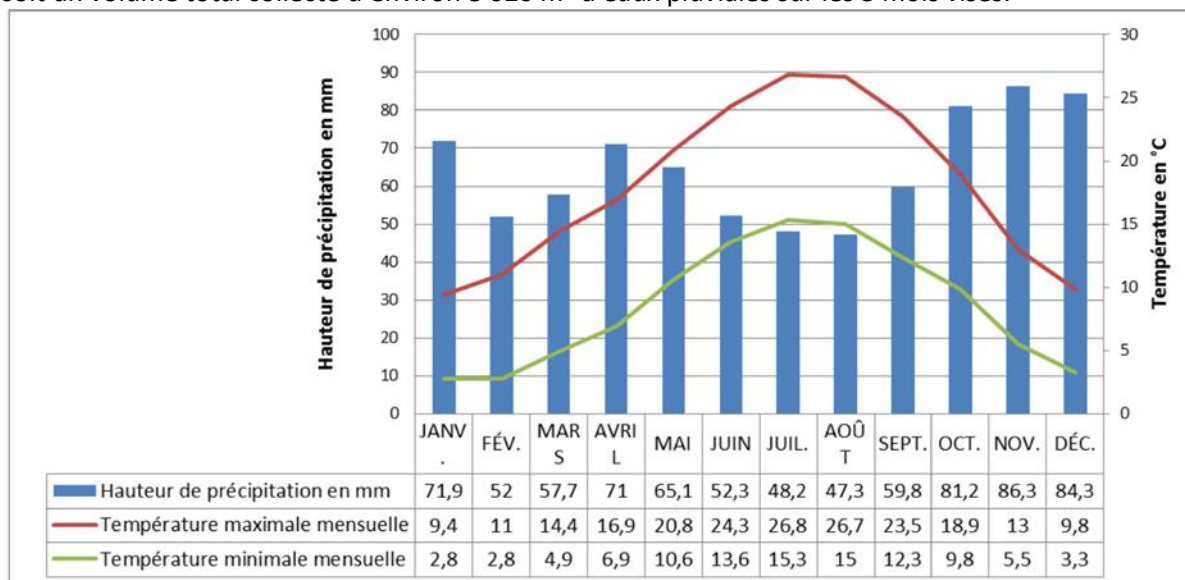


Figure 51. Hauteur des précipitations et températures des normales saisonnières, station météorologique de Cognac (Météo France)

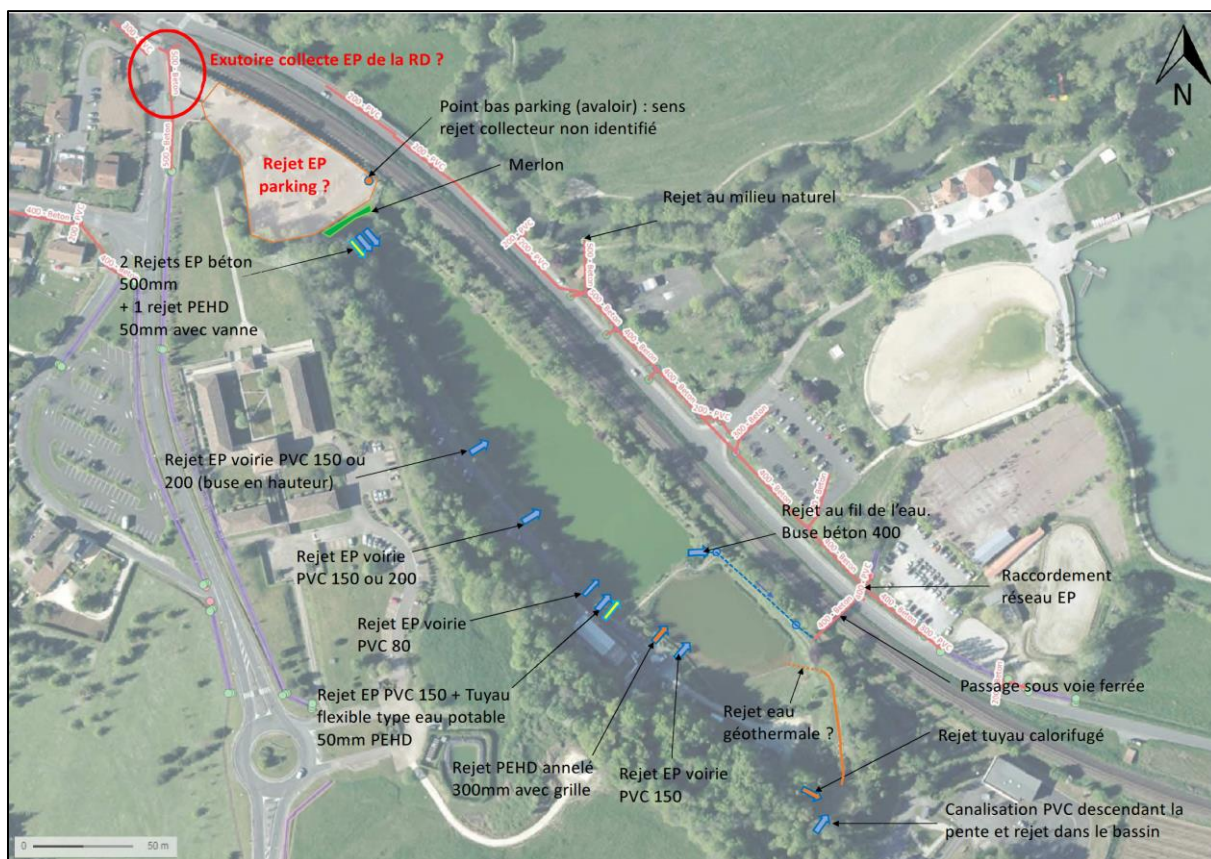


Figure 52: Inventaire de terrain des arrivées et départ – lagune des thermes

5.1.4. Lagune des Antilles



Figure 53. Photographie de la lagune des Antilles (visite de site du 18/01/2019, Antea Group)

Nota : La lagune des Antilles et les rejets quelle reçoit ont fait l'objet des études suivantes qui ont été prises en compte dans le cadre de la présente analyse et complétées par une visite de terrain :

- *Etude de bathymétrie du bassin des Antilles de Jonzac, réalisée par SG Environnement, Avril 2017 ;*
- *Diagnostic des rejets du site Les Antilles, réalisée par Verdi, Phases 1 à 3, de mai à août 2017.*

5.1.4.1. Principales caractéristiques (données 2017)

- Surface de la lagune : 4 200 m²,
- Profondeur moyenne : 105 cm,
- Volume total : 4 410 m³,
- Remplissage de boues :
 - Hauteur de boues : 33 cm,
 - Taux de remplissage : 31%, soit 1 368 m³ de boues,
 - 93 T de matières sèches.
- Imperméabilisation : structure d'étanchéité composée d'une membrane étanche et d'un feutre sous-jacent dans un état fortement dégradé sur un grand linéaire de berge. Berges et fond béton au niveau des deux zones de dissipation.
- Superficie du bassin versant des eaux pluviales collectées : estimé à 9,3 ha.
- Débit de rejet journalier : campagne de mesure Verdi du 2 au 21 juin 2017 : débit moyen de temps secs = 500 m³/j et débit moyen de temps de pluie = 970 m³/j.

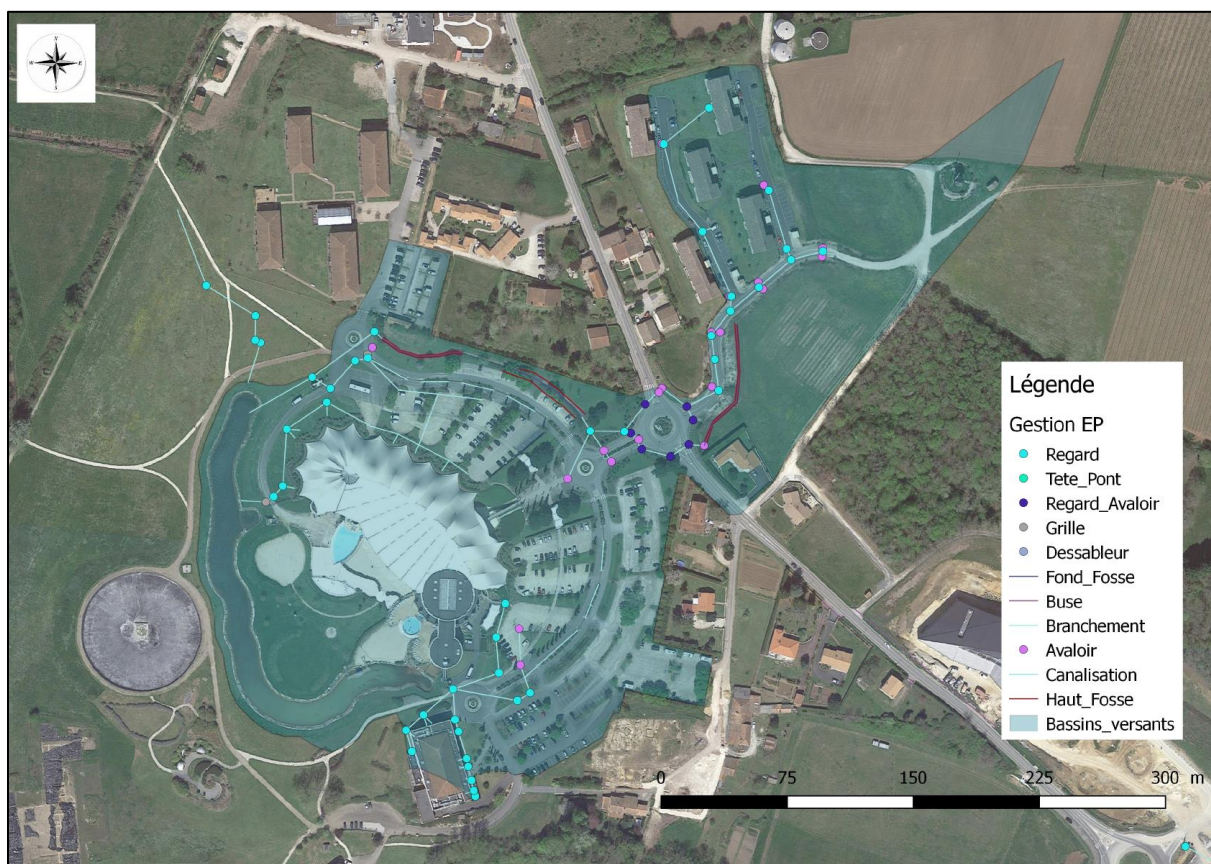


Figure 54. Délimitation du bassin versant de la lagune des Antilles et réseau d'eaux pluviales collectif

5.1.4.2. Principe de fonctionnement

5.1.4.2.1. Rejets collectés

La lagune des Antilles reçoit les rejets de type :

- Eau pluviale,
- Eau industrielle (issue des forages Roquet et utilisée pour remplir les bassins),
- Eau géothermale,
- Eaux de drainage sous la structure des bassins.

Deux zones de dissipation sont présentes sur la Lagune : à l'extrémité Sud-Est et au Nord-Ouest.

Le circuit primaire d'eau géothermale (origine LOMEGA) se termine dans le bassin de décantation (déferrisation) en arc de cercle sur le côté Sud-Est du site, la surverse du bassin abouti dans la lagune.. Les eaux industrielles issues des bassins de baignade et les eaux pluviales rejettent directement dans la lagune.

Les eaux venant du local technique LT1 sont également rejetée dans la lagune via un tuyau PVC150 qui traverse le bassin supérieur de décantation.

5.1.4.2.2. Sortie de la lagune

La sortie se fait au fil de l'eau via un collecteur béton de 500 mm et est contrôlée par une vannée située à l'extrémité Nord de la lagune.

La sortie est équipée d'un séparateur à hydrocarbures, qui, d'après le diagnostic réalisé par Verdi, est toujours en eau et ne peut être exploité. Le diagnostic Verdi signale par ailleurs que la conception voudrait que le séparateur à hydrocarbures soit placé de manière à traiter uniquement les arrivées d'eau de ruissellement des voiries.

Le rejet vers le milieu naturel se fait dans un petit canal, au Nord des forages Roquet.



Figure 55. Rejet au milieu naturel de la Lagune des Antilles (SEGI, 2018) et canal à proximité du rejet (Antea Group, 2019)

Ce rejet sera déplacé.

5.1.4.3. Plan des réseaux

Le plan en page suivante présente le plan des réseaux extérieurs du complexe des Antilles issu de l'étude de diagnostic réalisée par Verdi en 2017.

Il apparait que la lagune collecte les eaux pluviales de voirie des parkings autour du complexe, ainsi que potentiellement des résidences alentour (résidence Pierre et Vacances notamment). La délimitation précise du bassin versant reste à vérifier compte tenu des écarts et incomplétudes observés entre les différents plans des réseaux fournis.



5.1.4.4. Evaluation sommaire des volumes d'eaux pluviales collectés dans la lagune

Sur la base de l'occupation des sols, la surface active collectée sur le bassin versant estimé de la lagune est évaluée à 6,3 ha (Coefficient de ruissellement moyen = 0,65, sur un bassin versant de 9,3 ha).

En s'appuyant sur les normales saisonnières relevées à la station météorologie de Cognac, les hauteurs de pluies cumulées sur les mois d'août à octobre (période de stockage des eaux) s'élèvent à 188,3 mm, soit un volume total collecté d'environ 11 350 m³ d'eaux pluviales sur les 3 mois visés.

Nota : La délimitation du bassin versant collecté reste toutefois à valider.

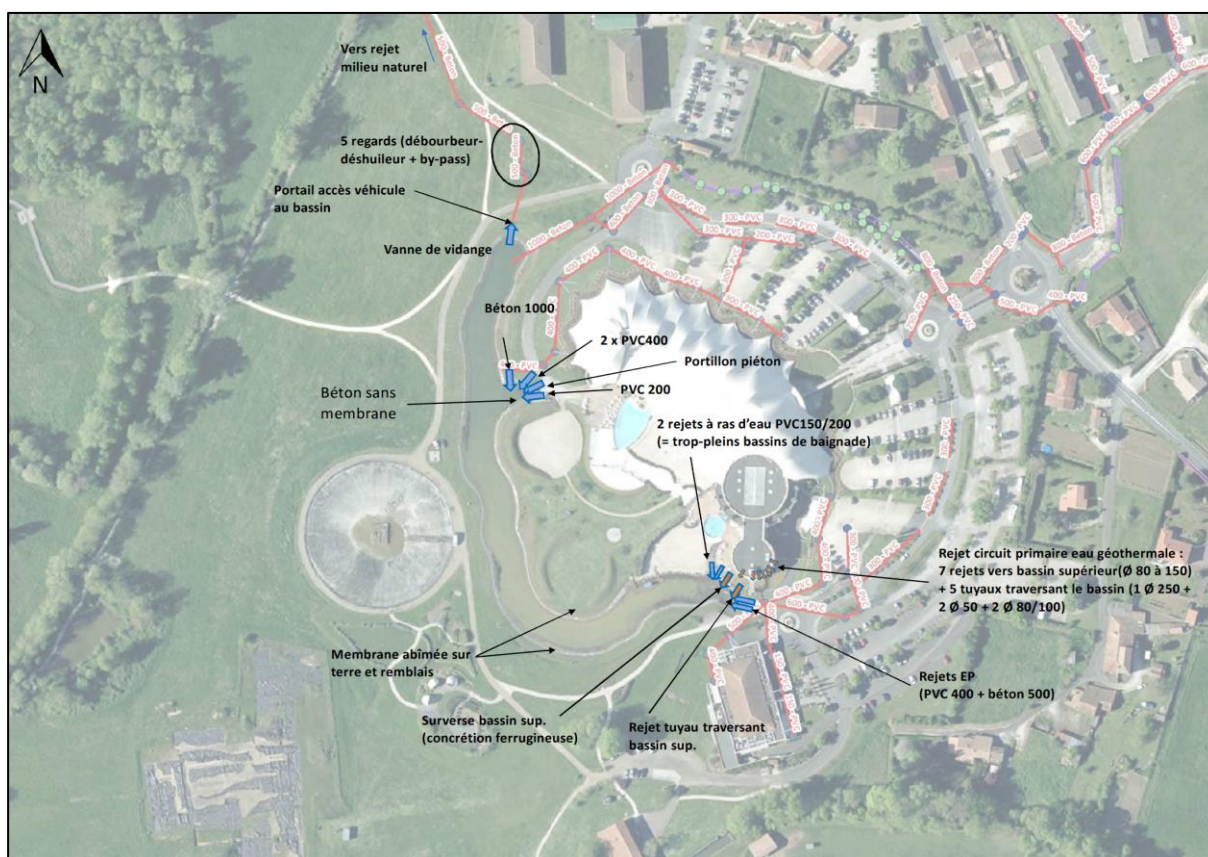


Figure 57: Inventaire de terrain des arrivées et départ – lagune des Antilles

5.1.5. Conclusion

La stratégie retenue de manière à limiter le débit de rejet des eaux du Trias prévoit :

- Un stockage des eaux thermales avec un volume utile dédié au minimum de **20 500 m³** (capacité d'acceptation de la Seugne prise en compte) sur la période de juillet à octobre ;
- De stopper tout ou partie de l'usage géothermal de Lomega pour les Antilles au cours des mois de juillet, août, septembre et octobre – en fonction du scénario retenu chaque m3 exploité devra être stocké dans la mesure où la « capacité d'acceptation de la Seugne » est déjà utilisée à 100% par l'usage thermal.

Pour bénéficier de cette capacité de stockage, les solutions envisagées visent à utiliser tout ou partie des lagunes des thermes et des Antilles en adaptant le fonctionnement. Les capacités de stockage estimées sont :

- la lagune des thermes : une étude aurait été menée en 1998 sur la lagune des thermes (mail de la CTS à la ville de Jonzac du 10/07/2019, étude dont nous n'avons pas eu connaissance) et fait ressortir que celle-ci a un volume utile proche de **20.000 m³** et qu'elle reçoit, non seulement les eaux de rejets des thermes, mais aussi les eaux du réseau pluvial de la RD134 et du quartier de la Frémigère ;
- la lagune des Antilles est de **4 400 m³**. Le reprofilage et la réfection totale du complexe d'imperméabilisation de la lagune sont à prévoir (coût : 210 000 € HT selon étude Verdi).

En conclusion il sera nécessaire de réaliser :

- une étude bathymétrique de la lagune des thermes ;
- une étude hydraulique détaillée du fonctionnement des lagunes des thermes et des Antilles afin de comprendre leur fonctionnement précis et notamment de quantifier les apports autres que thermaux et géothermaux, et les solutions de déviation de ces rejets ;
- restaurer le volume utile de chaque lagune de manière à restaurer une capacité tampon effective.

En fonction de la stratégie qui sera retenue sur Lomega (fonctionnement nul, partiel ou total en période estival) il pourra être nécessaire de disposer de volumes de stockage supplémentaires.

Dans tous les cas il conviendra d'étudier conjointement les stratégies de gestions des rejets des eaux thermales et géothermales. En plus des travaux nécessaires à la réfection des lagunes il sera probablement nécessaire d'accroître la capacité de stockage par l'agrandissement de l'une d'entre elles et/ou la création d'un bassin supplémentaire.

6. Etude des scénarios énergétiques

6.1. Act : Référence actuelle

6.1.1. Présentation du scénario

Des travaux d'économie d'énergie thermique ont été réalisés fin 2018 sur les Antilles. Ces travaux concernent principalement le remplacement de CTA (Centrales de Traitement d'Air) avec modulation d'air neuf et mise en place de récupération d'énergie sur l'air extrait, ainsi que la mise sur variateur de la pompe du forage de Loméga pour optimiser le prélèvement en fonction du besoin.

6.1.2. Bilan énergétique

6.1.2.1. Les Antilles

L'étude préalable aux travaux de Dalkia indique une économie attendue de 2 600 MWh/an de chaleur. Toutefois, la Ville de Jonzac a souhaité prendre en compte une réduction plus faible des consommations (efficacité réelle des travaux et augmentation des exigences de confort). Aussi, les besoins énergétiques de référence des Antilles sont considérés à 8 500 MWh/an, soit 2 000 MWh/an de moins qu'en 2018.

	Géothermie Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	RCU	TOTAL
Janvier	506 MWh	375 MWh	221 MWh	116 MWh	1 218 MWh
Février	436 MWh	324 MWh	191 MWh	71 MWh	1 023 MWh
Mars	439 MWh	309 MWh	182 MWh	40 MWh	970 MWh
Avril	344 MWh	223 MWh	131 MWh	27 MWh	724 MWh
Mai	301 MWh	150 MWh	88 MWh	18 MWh	558 MWh
Juin	191 MWh	82 MWh	48 MWh	11 MWh	333 MWh
Juillet	155 MWh	68 MWh	40 MWh	11 MWh	274 MWh
Août	170 MWh	70 MWh	41 MWh	11 MWh	293 MWh
Septembre	219 MWh	90 MWh	53 MWh	14 MWh	375 MWh
Octobre	353 MWh	188 MWh	111 MWh	25 MWh	677 MWh
Novembre	428 MWh	289 MWh	170 MWh	35 MWh	921 MWh
Décembre	500 MWh	353 MWh	208 MWh	72 MWh	1 133 MWh
	4 042 MWh	2 522 MWh	1 483 MWh	452 MWh	8 500 MWh
	47,6%	29,7%	17,5%	5,3%	

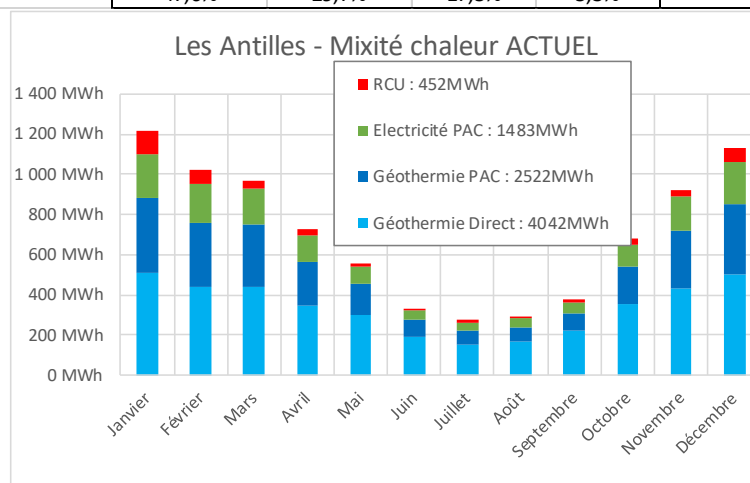


Figure 58 : Besoin énergétique Scénario « Référence actuelle »

Les 4 042 MWh en échange direct, en considérant un Delta T moyen (22.4 °C) identique à celui de 2018, correspondraient dans ce scénario donc à un volume de prélèvement annuel de 155 557 m³.

Dans ce scénario, durant les 4 mois d'été, l'eau est stockée dans la lagune des Antilles (après travaux de réfection et augmentation de capacité) et dans une autre lagune éventuelle à créer.

La consommation (qui correspond au volume à stocker) durant les 4 mois d'été (juillet, août, septembre et octobre) est de 897 MWh, soit un volume prélevé de 34 521 m³.

Les 59 040 m³ pompés durant les 4 mois d'été se répartiront donc comme suit :

- Satisfait besoin géothermique des Antilles : 34 521 m³ ;
- Satisfait besoin des Thermes : 14 760 m³ ;

Excédent pompé (et à stocker) : 9 759 m³.

6.1.3. Bilan économique

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique de la solution de référence actuelle.

Avec hypothèses investissements Lagune pour cout annuel équivalent à la référence :

Investissements Les Antilles	
Travaux lagunes (stockage rejets)	300,0 k€ HT
TOTAL	300,0 k€ HT

				Qté	Montant	Hypothèses	
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	158 MWh	14,3 k€ HT	COP de 25	
			Eté	104 MWh	7,3 k€ HT	COP de 20	
		Electricité PAC	Hiver	971 MWh	87,4 k€ HT	-	
			Eté	512 MWh	35,9 k€ HT		
		Electricité aux. PAC	Hiver	146 MWh	13,1 k€ HT	15% de élec PAC	
			Eté	77 MWh	5,4 k€ HT	15% de élec PAC	
		TOTAL P1			-	163,3 k€ HT	
	P2/P3	Forage LOMEGA					Référence
		PAC et aux					Référence
		Gestion lagunes				5,0 k€ HT	
		TOTAL P2/P3			-	5,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				46,2 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	46,2 k€ HT	
	TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)				214,5 k€ HT		
					26,7 € HT/MWh		8047 MWh
Réseau de Chaleur	P1	Bois		37 471 MWh PCI	899,3 k€ HT	rend Bois 83%	
		FOL		1 266 MWh PCI	50,6 k€ HT	rend FOL 90%	
		FOD		450 MWh PCI	31,5 k€ HT	rend FOD 90%	
		TOTAL P1		-	981,4 k€ HT		
	P2/P3	-				Référence	
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			0,0 k€ HT	Aucun	
		TOTAL P4		-	0,0 k€ HT		
	TOTAL charges RCU			981,4 k€ HT			
			30,1 € HT/MWh		32645 MWh		
Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	11 MWh	1,3 k€ HT		
			Eté	16 MWh	1,3 k€ HT		
		Electricité PAC et aux	Hiver	123 MWh	13,5 k€ HT	-	
			Eté	49 MWh	4,2 k€ HT		
		TOTAL P1			-	20,3 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI					Référence
		PAC et aux					Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				0,0 k€ HT	Aucun
		TOTAL P4			-	0,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI			20,3 k€ HT		632 MWh chaud et froid	
				32,1 € HT/MWh			
TOTAL charges				1216,2 k€ HT		41325 MWh chaud et froid	
				29,4 € HT/MWh			

Les hypothèses de prix d'achat des énergies sont les suivantes :

Prix d'achat des énergies	
ANTILLES - Electricité Hiver	90 € HT/MWh
ANTILLES - Electricité Eté	70 € HT/MWh
P1 Bois	24 € HT/MWh PCI
P1 FOL	40 € HT/MWh PCI
P1 FOD	70 € HT/MWh PCI
REI - Electricité Hiver	110 € HT/MWh
REI - Electricité Eté	85 € HT/MWh

6.2. Act' : Référence actuelle optimisée

6.2.1. Présentation du scénario

L'analyse réalisée dans le Schéma Directeur a aussi mis en évidence des défauts dans le système de production actuel (défauts inclus dans le scénario « référence actuelle » présenté ci-avant). En effet, le système favorise le fonctionnement des PACs (qui consomment de l'électricité et augmentent le coût de l'énergie produite) au détriment de la production de chaleur par l'échange direct moins onéreux et correspondant à une meilleure exploitation des calories du sous-sol. Ceci a en outre l'inconvénient de maintenir une delta T global assez faible et une température de rejet dans la lagune des Antilles élevée, en moyenne de 32.7 °C en 2018.

6.2.2. Bilan énergétique

6.2.2.1. Les Antilles

Des travaux simples (montant estimé à 80 k€) ont donc été proposés. A l'issue de ces travaux le besoin énergétique sera alors :

	Géothermie Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	RCU	TOTAL
Janvier	577 MWh	395 MWh	165 MWh	81 MWh	1 218 MWh
Février	497 MWh	336 MWh	138 MWh	52 MWh	1 023 MWh
Mars	497 MWh	311 MWh	120 MWh	42 MWh	970 MWh
Avril	386 MWh	223 MWh	81 MWh	34 MWh	724 MWh
Mai	333 MWh	148 MWh	51 MWh	26 MWh	558 MWh
Juin	210 MWh	78 MWh	26 MWh	19 MWh	333 MWh
Juillet	170 MWh	62 MWh	20 MWh	22 MWh	274 MWh
Août	186 MWh	63 MWh	21 MWh	23 MWh	293 MWh
Septembre	239 MWh	86 MWh	29 MWh	21 MWh	375 MWh
Octobre	391 MWh	187 MWh	65 MWh	33 MWh	677 MWh
Novembre	482 MWh	287 MWh	111 MWh	40 MWh	921 MWh
Décembre	567 MWh	359 MWh	152 MWh	55 MWh	1 133 MWh
	4 536 MWh	2 536 MWh	980 MWh	449 MWh	8 500 MWh
	53,4%	29,8%	11,5%	5,3%	

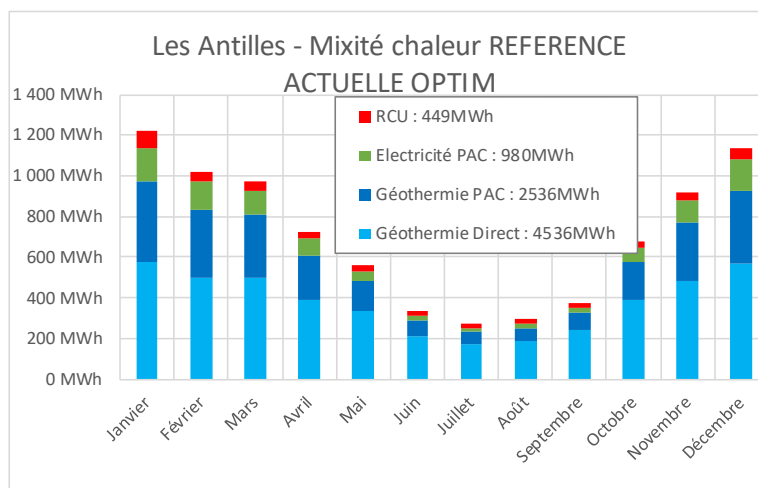


Figure 59 : Besoin énergétique Scénario « Référence actuelle optimisée » (avec stockage de l'eau durant 4 mois)

Puisque c'est le but recherché, ce scénario porte logiquement à 4 536 MWh le besoin en échange direct, soit, en considérant un delta T moyen (22.4 °C) identique à celui de 2018, un volume de prélèvement annuel de 174 568 m³.

Dans ce scénario aussi, durant les 4 mois d'été, l'eau est stockée dans la lagune des Antilles (après travaux de réfection et augmentation de capacité) et dans une autre lagune éventuelle à créer.

La consommation durant les 4 mois d'été (juillet, août, septembre et octobre) est de 986 MWh, soit un volume prélevé de 37 946 m³.

Les 59 040 m³ pompés durant les 4 mois d'été se répartiront donc comme suit :

- Satisfait besoin géothermique des Antilles : 37 946 m³ ;
- Satisfait besoin des Thermes : 14 760 m³ ;
- Excédent pompé (et à stocker) : 6 334 m³.

6.2.3. Bilan économique

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique de la solution de référence actuelle.

Avec hypothèses investissements Lagune pour cout annuel équivalent à la référence :

Investissements Les Antilles	
1 - Suppr Raccordement PAC	3,0 k€ HT
2 - Surdim ECH récup rejets lagune	30,0 k€ HT
3 - Boucle à débit variable	20,0 k€ HT
4 - Suppr ECS par PAC	2,0 k€ HT
5 - Débit variable CTA	20,0 k€ HT
6 - Loi d'eau sur PACs	5,0 k€ HT
Travaux lagunes (stockage rejets)	300,0 k€ HT
TOTAL	380,0 k€ HT

				Qté	Montant	Hypothèses
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	144 MWh	12,9 k€ HT	COP de 30
			Eté	92 MWh	6,4 k€ HT	COP de 20
		Electricité PAC	Hiver	686 MWh	61,7 k€ HT	-
			Eté	293 MWh	20,5 k€ HT	
		Electricité aux. PAC	Hiver	103 MWh	9,3 k€ HT	15% de élec PAC
			Eté	44 MWh	3,1 k€ HT	15% de élec PAC
		TOTAL P1			-	114,0 k€ HT
	P2/P3	Forage LOMEGA				Référence
		PAC et aux				Référence
		Gestion lagunes			5,0 k€ HT	
		TOTAL P2/P3		-	5,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			51,3 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	51,3 k€ HT	
	TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)			170,3 k€ HT		
			21,2 € HT/MWh		8051 MWh	
Réseau de Chaleur	P1	Bois		30 687 MWh PCI	736,5 k€ HT	rend Bois 83%
		FOL		960 MWh PCI	38,4 k€ HT	rend FOL 90%
		FOD		348 MWh PCI	24,4 k€ HT	rend FOD 90%
		TOTAL P1		-	799,2 k€ HT	
	P2/P3	-				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			256,6 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	256,6 k€ HT	
	TOTAL charges RCU			1055,8 k€ HT		
			39,6 € HT/MWh		26647 MWh	
Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT	
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT	
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT	
		TOTAL P1			-	19,0 k€ HT
	P2/P3	Forages / REI				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			1,0 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	1,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI			20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid
				31,6 € HT/MWh		
TOTAL charges				1246,1 k€ HT		35330 MWh chaud et froid
				35,3 € HT/MWh		

6.3. Sc0 : Référence – Fonctionnement des Antilles sur RCU

6.3.1. Présentation du scénario

Ce scénario représente la référence (énergétique, économique et environnemental) et sert à ce titre de base comparative pour les solutions étudiées.

Il consiste à remplacer l'énergie produite par la géothermie profonde en période d'indisponibilité (juillet à octobre inclus) par le réseau de chaleur actuel.

Aucun investissement n'est à prévoir, les Antilles étant déjà raccordées au réseau de chaleur.

6.3.2. Description technique

Le schéma ci-dessous présente le fonctionnement simplifié de la production des Antilles.

Les modifications supposément apportées courant 2018 ont été intégrées (raccordement de l'ECS entre PAC et RCU, intégration d'une vanne modulante au niveau du rejet de l'eau géothermale).

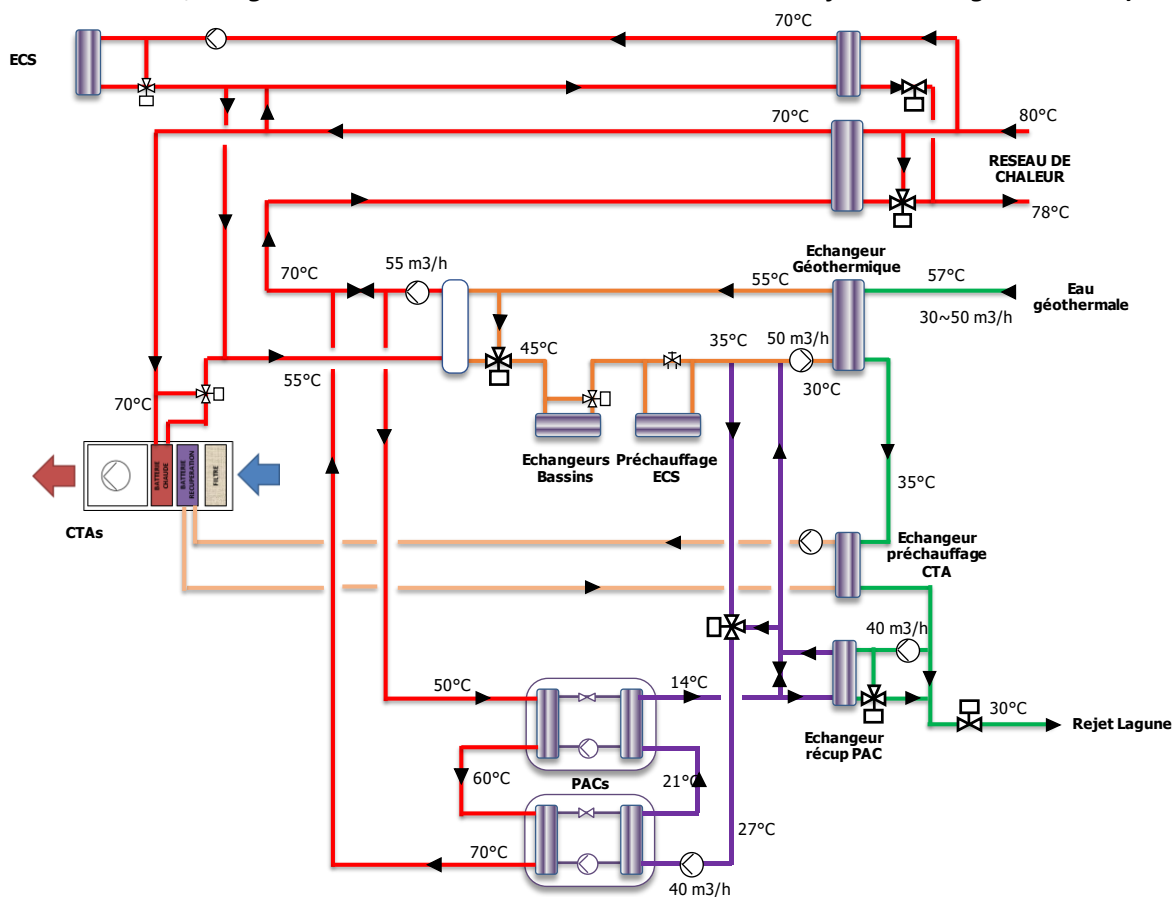


Figure 60: Schéma fonctionnement Antilles

La ressource géothermique alimente par un premier échangeur, en chaleur directe, et en série, les retours CTA puis les échangeurs bassins puis le préchauffage de l'eau froide pour l'ECS.

Les retours CTA sont réchauffés de manière limitée afin de garantir une température d'alimentation des échangeurs bassins toujours supérieure à 45°C (en moyenne 45~50°C) grâce à la vanne 3 voies qui bypass la bouteille.

L'eau géothermale alimente ensuite, par un deuxième échangeur, une boucle d'eau des batteries de préchauffage des CTA.

Enfin, l'eau géothermale alimente un troisième échangeur qui fournit de la chaleur à l'évaporateur des PAC (en partie uniquement).

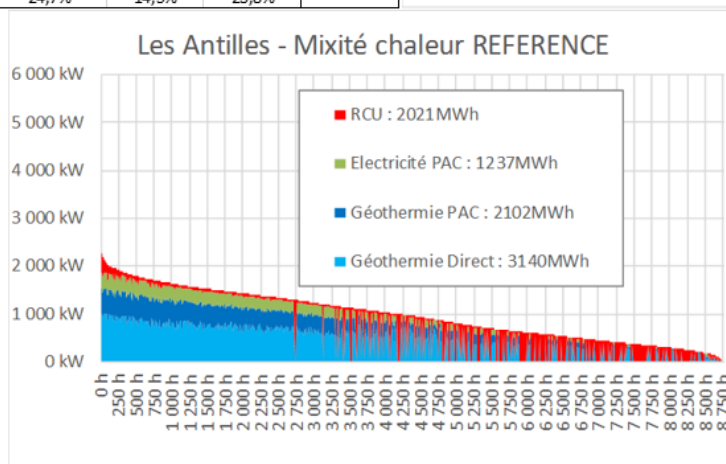
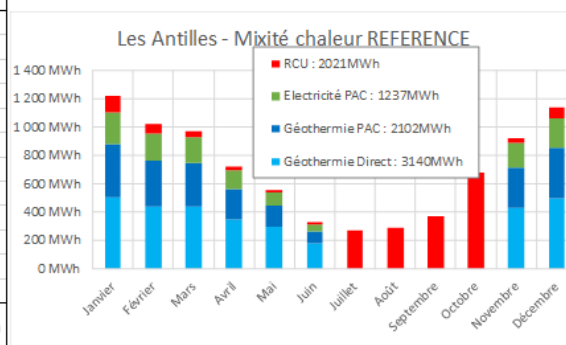
Concernant les usages à haute température, les retours CTA et production ECS sont d'abord réchauffés en échange direct (via la bouteille) puis réchauffés à 70°C par les PAC. Un appoint est réalisé par le réseau de chaleur si la température de 70°C n'est pas atteinte par les PAC.

6.3.3. Bilan énergétique

6.3.3.1. Les Antilles

A partir du fonctionnement actuel (schéma ci-dessus) et des périodes de fonctionnement futures de la géothermie, le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique de production des Antilles.

	Géothermie Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	RCU	TOTAL
Janvier	506 MWh	375 MWh	221 MWh	116 MWh	1 218 MWh
Février	436 MWh	324 MWh	191 MWh	71 MWh	1 023 MWh
Mars	439 MWh	309 MWh	182 MWh	40 MWh	970 MWh
Avril	344 MWh	223 MWh	131 MWh	27 MWh	724 MWh
Mai	301 MWh	150 MWh	88 MWh	18 MWh	558 MWh
Juin	185 MWh	79 MWh	47 MWh	22 MWh	333 MWh
Juillet	0 MWh	0 MWh	0 MWh	274 MWh	274 MWh
Août	0 MWh	0 MWh	0 MWh	293 MWh	293 MWh
Septembre	0 MWh	0 MWh	0 MWh	375 MWh	375 MWh
Octobre	1 MWh	0 MWh	0 MWh	676 MWh	677 MWh
Novembre	428 MWh	289 MWh	170 MWh	35 MWh	921 MWh
Décembre	500 MWh	353 MWh	208 MWh	72 MWh	1 133 MWh
	3 140 MWh	2 102 MWh	1 237 MWh	2 021 MWh	8 500 MWh
	36,9%	24,7%	14,5%	23,8%	



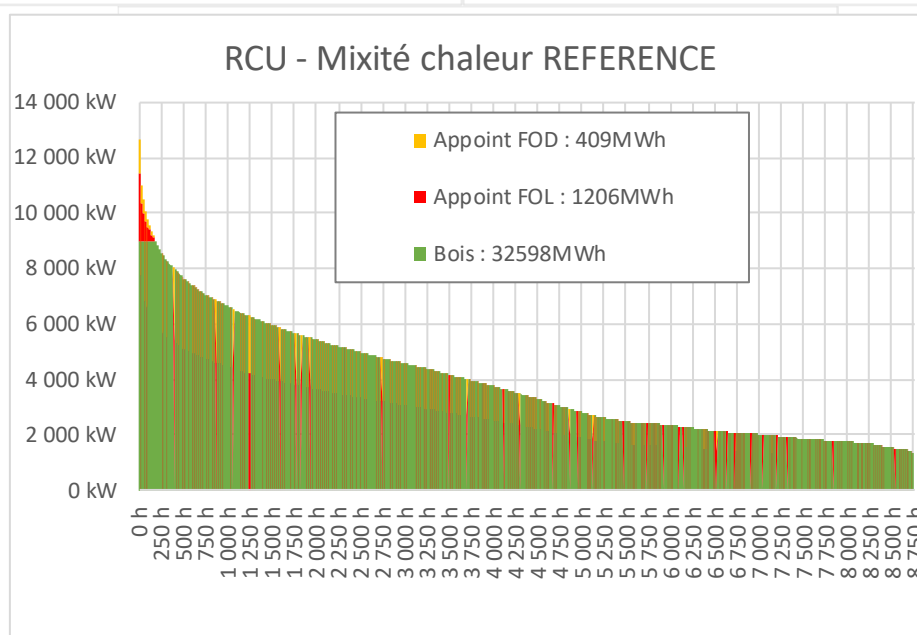
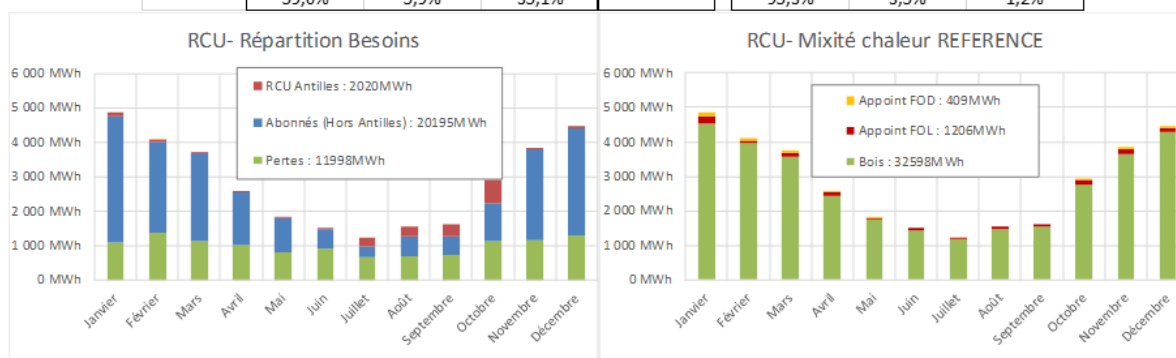
Le réseau de chaleur fournirait 24% de l'énergie consommée par les Antilles soit 2 000 MWh/an.

Le reste serait réparti entre 37% de géothermie par échange Direct et 39% de chaleur PAC (récupération sur la géothermie plus l'électricité consommée).

6.3.3.2. Réseau de chaleur

En intégrant les consommations supplémentaires des Antilles sur le réseau, nous présentons ci-dessous un bilan énergétique du réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD
Janvier	3 654 MWh	116 MWh	1 088 MWh	4 858 MWh	4 534 MWh	217 MWh	107 MWh
Février	2 664 MWh	71 MWh	1 356 MWh	4 091 MWh	3 964 MWh	85 MWh	42 MWh
Mars	2 571 MWh	40 MWh	1 129 MWh	3 740 MWh	3 563 MWh	119 MWh	59 MWh
Avril	1 525 MWh	27 MWh	1 020 MWh	2 572 MWh	2 434 MWh	93 MWh	46 MWh
Mai	975 MWh	18 MWh	820 MWh	1 813 MWh	1 761 MWh	39 MWh	13 MWh
Juin	584 MWh	22 MWh	908 MWh	1 514 MWh	1 429 MWh	86 MWh	0 MWh
Juillet	320 MWh	274 MWh	643 MWh	1 237 MWh	1 192 MWh	46 MWh	0 MWh
Août	544 MWh	293 MWh	708 MWh	1 545 MWh	1 477 MWh	68 MWh	0 MWh
Septembre	503 MWh	375 MWh	746 MWh	1 624 MWh	1 550 MWh	74 MWh	0 MWh
Octobre	1 120 MWh	676 MWh	1 120 MWh	2 916 MWh	2 771 MWh	127 MWh	19 MWh
Novembre	2 638 MWh	35 MWh	1 173 MWh	3 846 MWh	3 648 MWh	133 MWh	65 MWh
Décembre	3 096 MWh	72 MWh	1 287 MWh	4 456 MWh	4 276 MWh	120 MWh	59 MWh
	20 195 MWh	2 020 MWh	11 998 MWh	34 213 MWh	32 598 MWh	1 206 MWh	409 MWh
	59,0%	5,9%	35,1%		95,3%	3,5%	1,2%



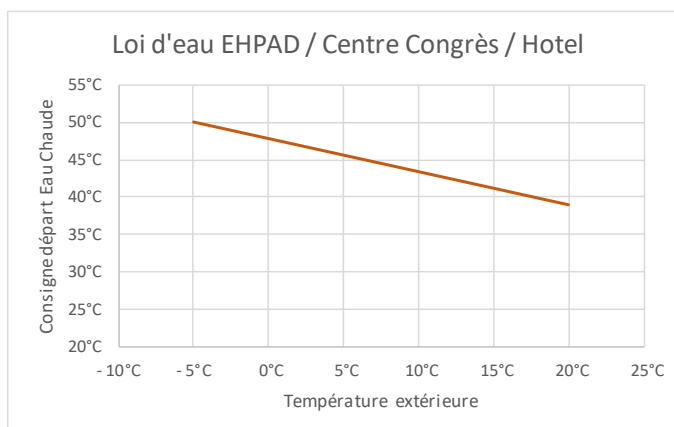
Les chaufferies bois permettent de couvrir 95% des besoins du réseau de chaleur.

6.3.3.3. Réseau d'Eau Industrielle

Aucune intervention n'est prévue sur le Réseau d'Eau Industrielle.

Les hypothèses suivantes sont considérées pour les performances énergétiques :

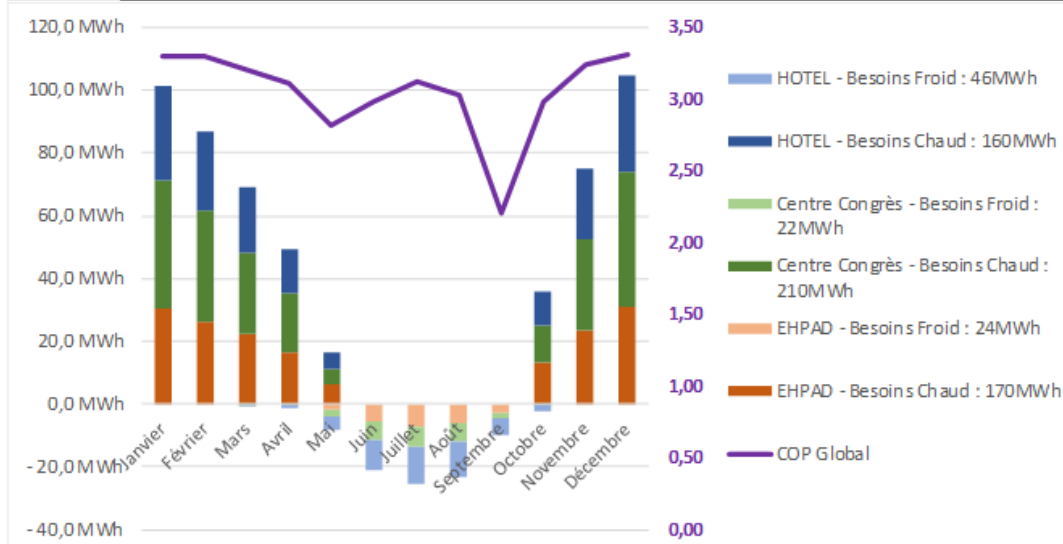
- Evolution du COP PAC en fonction de la température d'eau chaude :
 - COP de 5 pour Température Eau Chaude de 35°C
 - COP de 3 pour Température Eau Chaude de 55°C



- EER de 5 en été
- Part de consommation des auxiliaires PAC : 15% des consommations électriques PAC
- Volume d'eau industrielle consommée :
 - EHPAD + Centre des congrès : 20 m3/h minimum
 - Hôtel : 10 m3/h minimum ou delta de température de 5°C
- Consommation électrique pompes immergées REI : 120 Wh/m3

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique des installations EHPAD, Centre des Congrès et Hôtel sur le Réseau d'eau industrielle.

	REI (EHPAD + CENTRE DES CONGRES + HOTEL)						Electricité Pompes REI	COP Global
	Besoins Chaud	Besoins Froid	Electricité PAC	Electricité Auxiliaires	COP installation	Volume REI		
Janvier	101,7 MWh	0,0 MWh	24,7 MWh	3,7 MWh	3,58	19 718 m3	2,4 MWh	3,30
Février	87,1 MWh	0,0 MWh	21,1 MWh	3,2 MWh	3,58	17 668 m3	2,1 MWh	3,29
Mars	69,3 MWh	0,8 MWh	17,0 MWh	2,6 MWh	3,59	19 161 m3	2,3 MWh	3,21
Avril	49,4 MWh	1,1 MWh	12,2 MWh	1,8 MWh	3,61	18 470 m3	2,2 MWh	3,11
Mai	16,4 MWh	8,4 MWh	5,7 MWh	0,8 MWh	3,81	19 024 m3	2,3 MWh	2,82
Juin	0,0 MWh	21,3 MWh	4,3 MWh	0,6 MWh	4,35	18 602 m3	2,2 MWh	2,98
Juillet	0,0 MWh	25,4 MWh	5,1 MWh	0,8 MWh	4,35	19 216 m3	2,3 MWh	3,12
Août	0,0 MWh	23,1 MWh	4,6 MWh	0,7 MWh	4,35	19 133 m3	2,3 MWh	3,08
Septembre	0,0 MWh	9,9 MWh	2,0 MWh	0,3 MWh	4,35	18 422 m3	2,2 MWh	2,20
Octobre	36,1 MWh	2,2 MWh	9,2 MWh	1,4 MWh	3,62	19 007 m3	2,3 MWh	2,98
Novembre	75,1 MWh	0,0 MWh	18,2 MWh	2,7 MWh	3,58	18 626 m3	2,2 MWh	3,24
Décembre	104,9 MWh	0,0 MWh	25,5 MWh	3,8 MWh	3,58	19 932 m3	2,4 MWh	3,31
	540,0 MWh	92,2 MWh	149,6 MWh	22,4 MWh	3,68	226 979 m3	27,2 MWh	3,17



6.3.4. Bilan économique

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique de la solution de référence.

				Qté	Montant	Hypothèses	
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	158 MWh	14,3 k€ HT	COP de 25	
			Eté	51 MWh	3,6 k€ HT	COP de 20	
		Electricité PAC	Hiver	971 MWh	87,4 k€ HT	-	
			Eté	266 MWh	18,6 k€ HT		
		Electricité aux. PAC	Hiver	146 MWh	13,1 k€ HT	15% de élec PAC	
			Eté	40 MWh	2,8 k€ HT	15% de élec PAC	
		TOTAL P1			-	139,7 k€ HT	
	P2/P3	Forage LOMEGA					Référence
		PAC et aux					Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				0,0 k€ HT	Aucun
		TOTAL P4			-	0,0 k€ HT	
	TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)				139,7 k€ HT		
					21,6 € HT/MWh		6479 MWh
Réseau de Chaleur	P1	Bois		39 275 MWh PCI	942,6 k€ HT	rend Bois 83%	
		FOL		1 340 MWh PCI	53,6 k€ HT	rend FOL 90%	
		FOD		455 MWh PCI	31,8 k€ HT	rend FOD 90%	
		TOTAL P1		-	1028,0 k€ HT		
	P2/P3	-					Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				0,0 k€ HT	Aucun
		TOTAL P4			-	0,0 k€ HT	
	TOTAL charges RCU				1028,0 k€ HT		
					30,0 € HT/MWh		34213 MWh
Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	11 MWh	1,3 k€ HT		
			Eté	16 MWh	1,3 k€ HT		
		Electricité PAC et aux	Hiver	123 MWh	13,5 k€ HT	-	
			Eté	49 MWh	4,2 k€ HT		
		TOTAL P1			-	20,3 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI					Référence
		PAC et aux					Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				0,0 k€ HT	Aucun
		TOTAL P4			-	0,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI				20,3 k€ HT		632 MWh chaud et froid
					32,1 € HT/MWh		
TOTAL charges				1188,0 k€ HT		41325 MWh chaud et froid	
				28,7 € HT/MWh			

Les hypothèses de prix d'achat des énergies sont les suivantes :

Prix d'achat des énergies	
ANTILLES - Electricité Hiver	90 € HT/MWh
ANTILLES - Electricité Eté	70 € HT/MWh
P1 Bois	24 € HT/MWh PCI
P1 FOL	40 € HT/MWh PCI
P1 FOD	70 € HT/MWh PCI
REI - Electricité Hiver	110 € HT/MWh
REI - Electricité Eté	85 € HT/MWh

6.3.5. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental de référence.

		Bilan Environnemental		
		Référence		
Antilles	Electricité	1 632 MWh	294 teq CO2	4 210 MWh EP
	Besoins	6 479 MWh	45 kg CO2/MWh	0,65
RCU	Bois	39 275 MWh PCI	511 teq CO2	39 275 MWh EP
	FOL	1 340 MWh PCI	377 teq CO2	1 340 MWh EP
	FOD	455 MWh PCI	123 teq CO2	455 MWh EP
	Electricité			
	Besoins	34 213 MWh	30 kg CO2/MWh	1,20
REI	Electricité	199 MWh	36 teq CO2	514 MWh EP
	Besoins	632 MWh	57 kg CO2/MWh	0,81
Global		41 325 MWh	32 kg CO2/MWh	1,11

Les hypothèses environnementales sont les suivantes :

Ratio environnementaux		
Energie	Emissions GES	Coef EP
Electricité	180 kg CO2/MWh	2,58
Bois	13 kg CO2/MWh PCI	1
FOD	270 kg CO2/MWh PCI	1
FOL	281 kg CO2/MWh PCI	1

6.4. Sc 0' : Référence optimisée – Fonctionnement des Antilles sur RCU avec optimisations

6.4.1. Présentation du scénario

Ce scénario correspond à une référence optimisée dans laquelle les installations fonctionnent dans leurs conditions optimales. Ce scénario nécessite des investissements spécifiques.

Les optimisations intégrées sont :

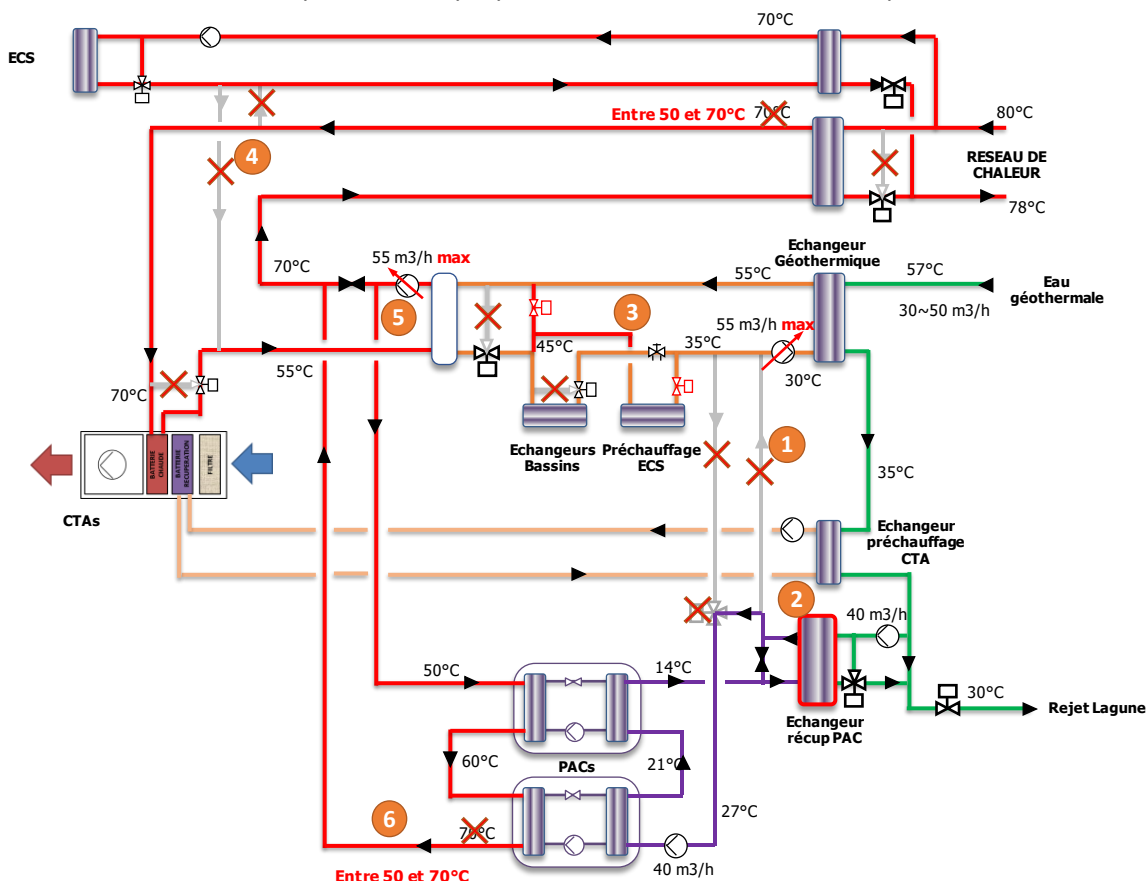
- Les Antilles :
 - Consommation d'eau géothermale optimisée (modulation du débit en fonction du besoin)
 - Optimisation de l'échange direct (bassin et préchauffage CTA)
 - PAC avec loi d'eau
- Réseau de chaleur :
 - Travaux de renouvellement du réseau de distribution (pour abaisser les pertes thermiques)
- Réseau d'Eau Industrielle :
 - Consommation Eau géothermale optimale (optimisation du débit)

Une variante à ce scénario intégrera la mise en place de condenseur sur les chaudières bois de Jonzac 1.

6.4.2. Description technique

6.4.2.1. Les Antilles

Le schéma ci-dessous présente les propositions de modifications sur la production des Antilles.



Ces modifications sont :

1. **Suppression du raccordement de la récupération Pompe à chaleur sur l'échangeur géothermique principal.** Cela permettra de garantir un bon niveau de température de la boucle d'échange direct. Le raccordement de ce même échangeur à l'évaporateur des PAC implique une puissance d'échangée nettement supérieure à celle associée au seul échange direct. Le pincement thermique s'en trouve augmenté, et donc la température en sortie de l'échangeur côté secondaire est abaissée. Ce facteur est certainement lié à la baisse de la couverture énergétique par échange direct constaté ces dernières années. Cela permettra également de garder une priorité hydraulique au préchauffage des CTA par l'échange Direct (2^{ème} échangeur).
2. **Surdimensionnement de l'échangeur de récupération PAC sur les rejets lagune pour assurer un fonctionnement à 100% des PACs** Le point 1 implique donc que les PAC fonctionnent exclusivement à partir de l'échange au niveau des rejets lagune, dont la capacité doit être augmentée.
3. **Boucle de récupération échange direct à débit variable** Ce fonctionnement à débit variable permettra de maximiser l'échange direct avec l'eau géothermale, en abaissement au maximum la température des retours au secondaire.
4. **Suppression de la production ECS par les PAC** La production d'eau chaude sanitaire par les PAC contraint à une température de production de 70°C en sortie de PAC, ce qui dégrade le COP de ces dernières (augmente donc leur consommation électrique) pour un enjeu énergétique trop faible) : il est préférable de traiter l'ECS avec le réseau de chaleur plutôt que de dégrader la performance des PAC.
5. **Mise en place d'une régulation sur la boucle eau chaude CTA** Ce point vise à abaisser la température de retour du circuit CTA, dans l'optique de maximiser l'échange direct avec l'eau géothermale.
6. **Mise en place d'une loi d'eau sur les PACs et l'échangeur appoint réseaut** Il s'agit de maximiser les performances des PAC (le rapport de l'énergie produite sur l'électricité consommée) en les faisant produire leur énergie au niveau de température le plus bas possible. L'appoint réseau doit se faire à la température la plus juste de manière à ne pas pénaliser la couverture énergétique par l'échange direct et les PAC.

6.4.2.2. Réseau de chaleur

Pour le réseau de chaleur, la référence optimisée correspond à des travaux de renouvellement du réseau de distribution (pour abaisser les pertes thermiques).

Un diagnostic détaillé devra être mené sur l'état précis du réseau actuel pour identifier plus précisément les tronçons devant être remplacés et ceux qui pourraient être conservés.

En première approche, compte-tenu des extensions réalisées ces dernières années, nous considérons le remplacement de 5 km de réseau (soit 10 km de tubes aller-retour).

Pour les tronçons renouvelés (en acier préisolé), les pertes thermiques seront limitées à environ 30 W/mL de réseau contre une déperdition moyenne actuelle de 85 W/mL (devant atteindre des valeurs bien plus élevées pour les tronçons les plus dégradés – des valeurs de 150 W/mL peuvent être atteintes pour des tubes non calorifugés).

Au global, nous considérons que les pertes thermiques du réseau de distribution pourraient être divisées par deux avec ces renouvellements.

6.4.2.3. Réseau d'Eau Industrielle

Pour le réseau d'eau industrielle, nous considérons une gestion optimale de la consommation de l'eau géothermale optimale.

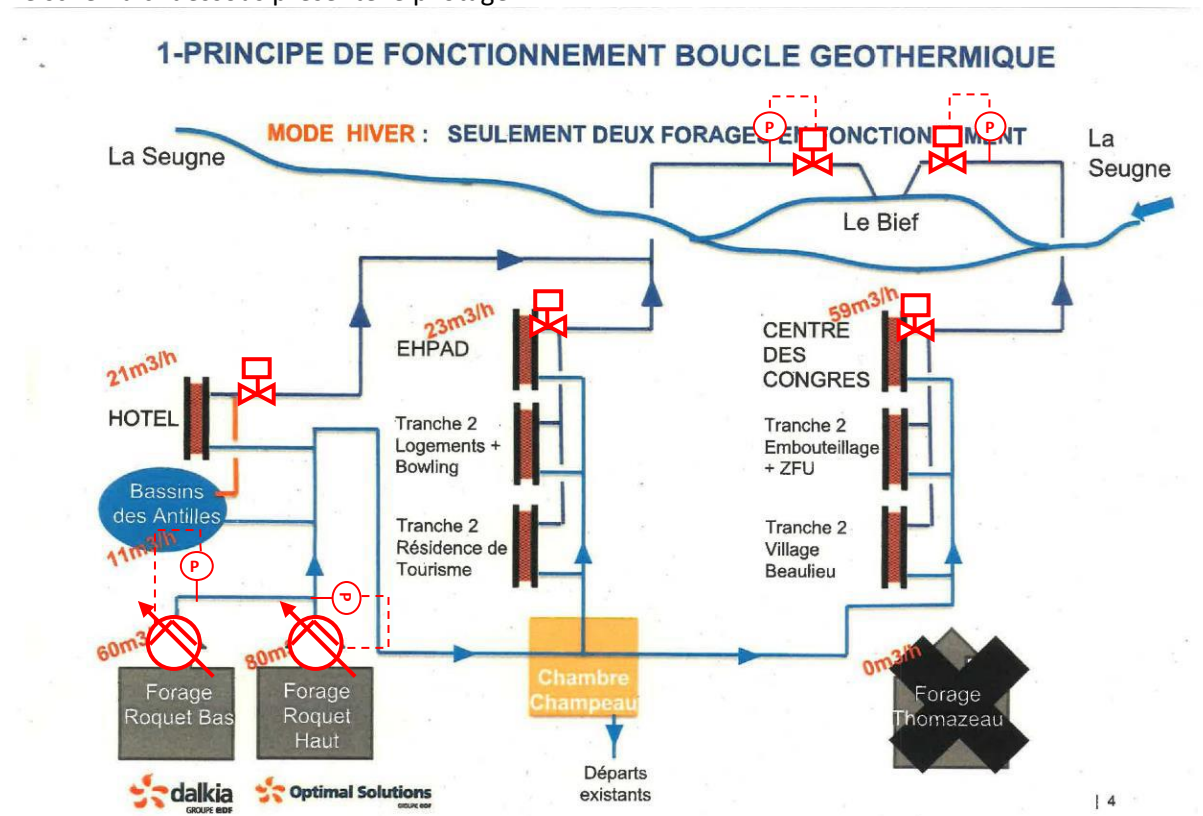
Cette gestion correspond à une optimisation du débit consommé par chaque abonné en fonction de ses besoins. (Optimisation du débit).

Pour cela, il suffit que tous les abonnés soient en parallèle les uns des autres (comme le réseau de chaleur) afin de pouvoir piloter le débit de chaque abonné au moyen d'une vanne deux voies.

Ensuite le débit variable des forages est piloté sur une consigne de pression en départ du réseau d'eau industrielle.

Au besoin, des vannes de maintien de pression au niveau des rejets pourraient être mises en œuvre.

Le schéma ci-dessous présente le pilotage

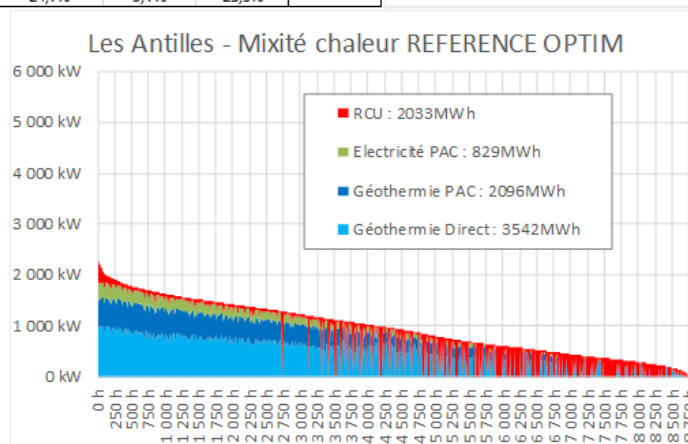
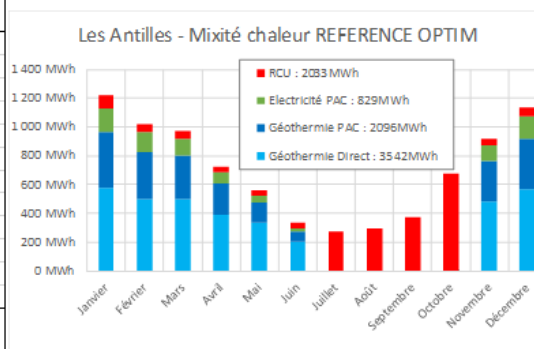


6.4.3. Bilan énergétique

6.4.3.1. Les Antilles

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique de production des Antilles.

	Géothermie Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	RCU	TOTAL
Janvier	577 MWh	391 MWh	164 MWh	86 MWh	1 218 MWh
Février	497 MWh	331 MWh	136 MWh	58 MWh	1 023 MWh
Mars	497 MWh	306 MWh	118 MWh	50 MWh	970 MWh
Avril	386 MWh	217 MWh	79 MWh	41 MWh	724 MWh
Mai	333 MWh	143 MWh	49 MWh	33 MWh	558 MWh
Juin	203 MWh	71 MWh	23 MWh	36 MWh	333 MWh
Juillet	0 MWh	0 MWh	0 MWh	274 MWh	274 MWh
Août	0 MWh	0 MWh	0 MWh	293 MWh	293 MWh
Septembre	0 MWh	0 MWh	0 MWh	375 MWh	375 MWh
Octobre	1 MWh	0 MWh	0 MWh	676 MWh	677 MWh
Novembre	482 MWh	282 MWh	109 MWh	48 MWh	921 MWh
Décembre	567 MWh	354 MWh	150 MWh	62 MWh	1 133 MWh
	3 542 MWh	2 096 MWh	829 MWh	2 033 MWh	8 500 MWh
	41,7%	24,7%	9,7%	23,9%	



Comme pour la référence, le réseau de chaleur fournirait 24% de l'énergie consommée par les Antilles soit 2 000 MWh/an.

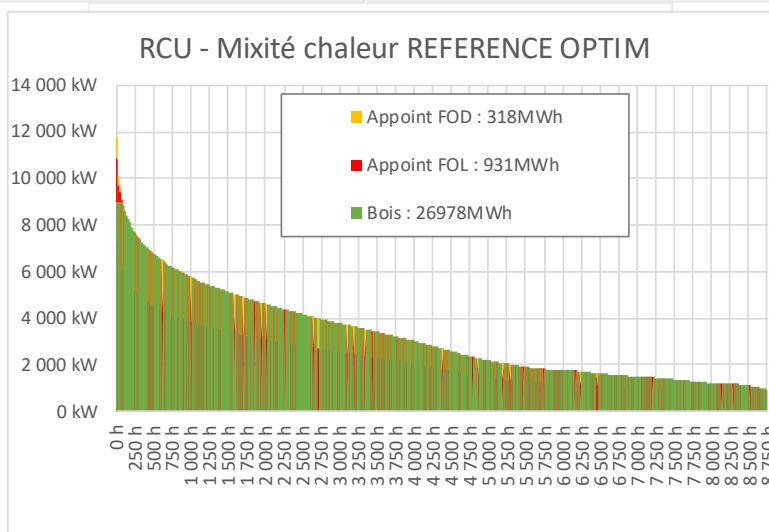
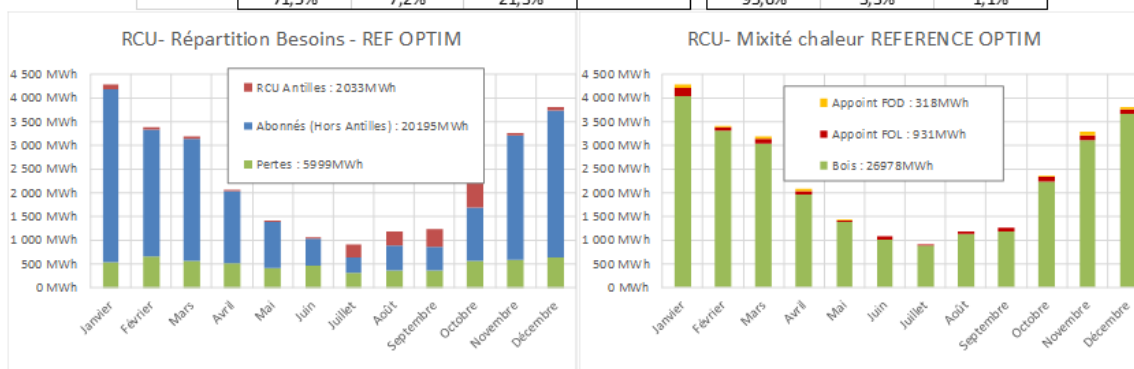
L'échange Direct passe de 37% à 42% soit un gain de 400 MWh/an.

De plus, le COP des PACs passe de 2,7 à 3,5, ce qui permet un gain d'électricité de 400 MWh/an.

6.4.3.2. Réseau de chaleur

En intégrant une baisse de 50% des pertes thermiques de distribution (et les consommations supplémentaires des Antilles sur le réseau), nous présentons ci-dessous un bilan énergétique du réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD
Janvier	3 654 MWh	86 MWh	544 MWh	4 284 MWh	4 041 MWh	163 MWh	80 MWh
Février	2 664 MWh	58 MWh	678 MWh	3 400 MWh	3 317 MWh	56 MWh	27 MWh
Mars	2 571 MWh	50 MWh	565 MWh	3 185 MWh	3 038 MWh	99 MWh	49 MWh
Avril	1 525 MWh	41 MWh	510 MWh	2 077 MWh	1 965 MWh	75 MWh	37 MWh
Mai	975 MWh	33 MWh	410 MWh	1 418 MWh	1 377 MWh	30 MWh	10 MWh
Juin	584 MWh	36 MWh	454 MWh	1 074 MWh	1 013 MWh	61 MWh	0 MWh
Juillet	320 MWh	274 MWh	321 MWh	916 MWh	883 MWh	34 MWh	0 MWh
Août	544 MWh	293 MWh	354 MWh	1 191 MWh	1 138 MWh	53 MWh	0 MWh
Septembre	503 MWh	375 MWh	373 MWh	1 251 MWh	1 194 MWh	57 MWh	0 MWh
Octobre	1 120 MWh	676 MWh	560 MWh	2 356 MWh	2 239 MWh	102 MWh	15 MWh
Novembre	2 638 MWh	48 MWh	587 MWh	3 273 MWh	3 109 MWh	110 MWh	54 MWh
Décembre	3 096 MWh	62 MWh	644 MWh	3 802 MWh	3 664 MWh	92 MWh	45 MWh
	20 195 MWh	2 033 MWh	5 999 MWh	28 227 MWh	26 978 MWh	931 MWh	318 MWh
	71,5%	7,2%	21,3%		95,6%	3,3%	1,1%



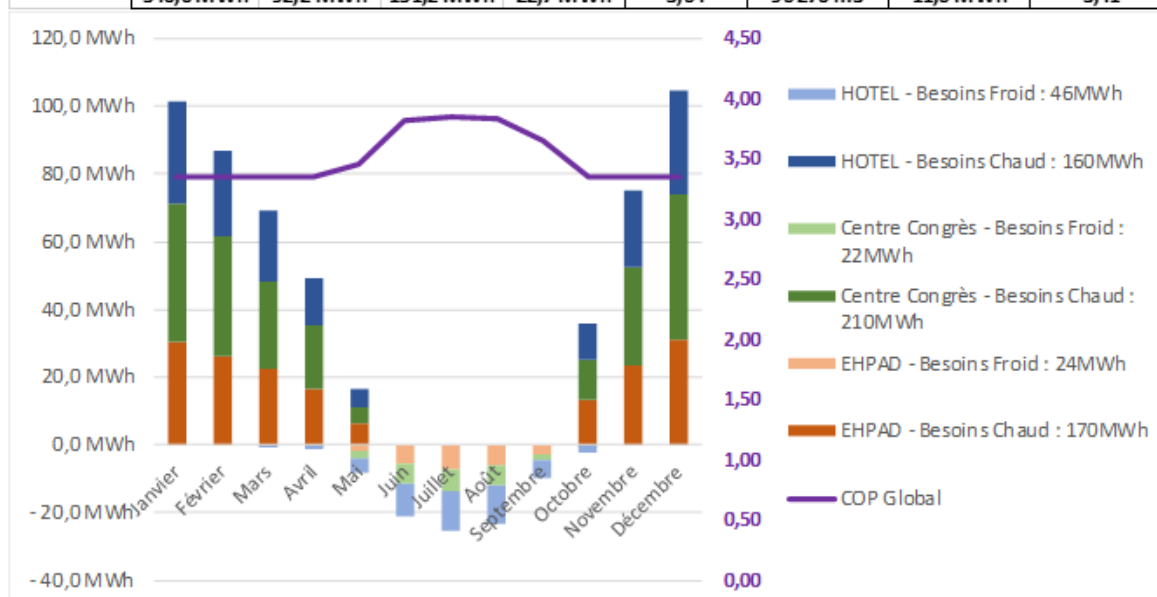
Comme pour la référence, les chaufferies bois permettent de couvrir environ 95% des besoins du réseau de chaleur.

Les pertes thermiques baissent de 6 000 MWh/an se qui permet un gain de 6 800 MWh PCI/an de bois.

6.4.3.3. Réseau d'Eau Industrielle

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique des installations EHPAD, Centre des Congrès et Hôtel sur le Réseau d'eau industrielle.

	REI (EHPAD + CENTRE DES CONGRES + HOTEL)							
	Besoins Chaud	Besoins Froid	Electricité PAC	Electricité Auxiliaires	COP installation	Volume REI	Electricité Pompes REI	COP Global
Janvier	101,7 MWh	0,0 MWh	25,0 MWh	3,7 MWh	3,54	13 226 m3	1,6 MWh	3,35
Février	87,1 MWh	0,0 MWh	21,4 MWh	3,2 MWh	3,54	11 336 m3	1,4 MWh	3,35
Mars	69,3 MWh	0,8 MWh	17,2 MWh	2,6 MWh	3,54	9 350 m3	1,1 MWh	3,35
Avril	49,4 MWh	1,1 MWh	12,4 MWh	1,9 MWh	3,55	6 938 m3	0,8 MWh	3,35
Mai	16,4 MWh	8,4 MWh	5,7 MWh	0,9 MWh	3,77	4 859 m3	0,6 MWh	3,46
Juin	0,0 MWh	21,3 MWh	4,3 MWh	0,6 MWh	4,35	5 563 m3	0,7 MWh	3,83
Juillet	0,0 MWh	25,4 MWh	5,1 MWh	0,8 MWh	4,35	6 329 m3	0,8 MWh	3,85
Août	0,0 MWh	23,1 MWh	4,6 MWh	0,7 MWh	4,35	5 921 m3	0,7 MWh	3,83
Septembre	0,0 MWh	9,9 MWh	2,0 MWh	0,3 MWh	4,35	3 602 m3	0,4 MWh	3,65
Octobre	36,1 MWh	2,2 MWh	9,4 MWh	1,4 MWh	3,57	5 676 m3	0,7 MWh	3,36
Novembre	75,1 MWh	0,0 MWh	18,5 MWh	2,8 MWh	3,53	9 827 m3	1,2 MWh	3,35
Décembre	104,9 MWh	0,0 MWh	25,8 MWh	3,9 MWh	3,54	13 643 m3	1,6 MWh	3,35
	540,0 MWh	92,2 MWh	151,2 MWh	22,7 MWh	3,64	96 270 m3	11,6 MWh	3,41



La gestion du débit d'eau industrielle permet d'abaisser le volume annuel pompé à environ 100 000 m³ contre environ 250 000 m³ en référence

Le gain en électricité est d'environ 16 MWh/an.

6.4.4. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Les Antilles

Investissements Les Antilles	
1 - Suppr Raccordement PAC	3,0 k€ HT
2 - Surdim ECH récup rejets lagune	30,0 k€ HT
3 - Boucle à débit variable	20,0 k€ HT
4 - Suppr ECS par PAC	2,0 k€ HT
5 - Débit variable CTA	20,0 k€ HT
6 - Loi d'eau sur PACs	5,0 k€ HT
TOTAL	80,0 k€ HT

- Réseau de Chaleur

Investissements RCU	
Remplacement 5 km réseau	4000 k€ HT
TOTAL	4000,0 k€ HT

- Réseau d'Eau Industrielle

Investissements REI	
Modulation débit REI	15 k€ HT
TOTAL	15,0 k€ HT

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique de la solution de référence optimisée.

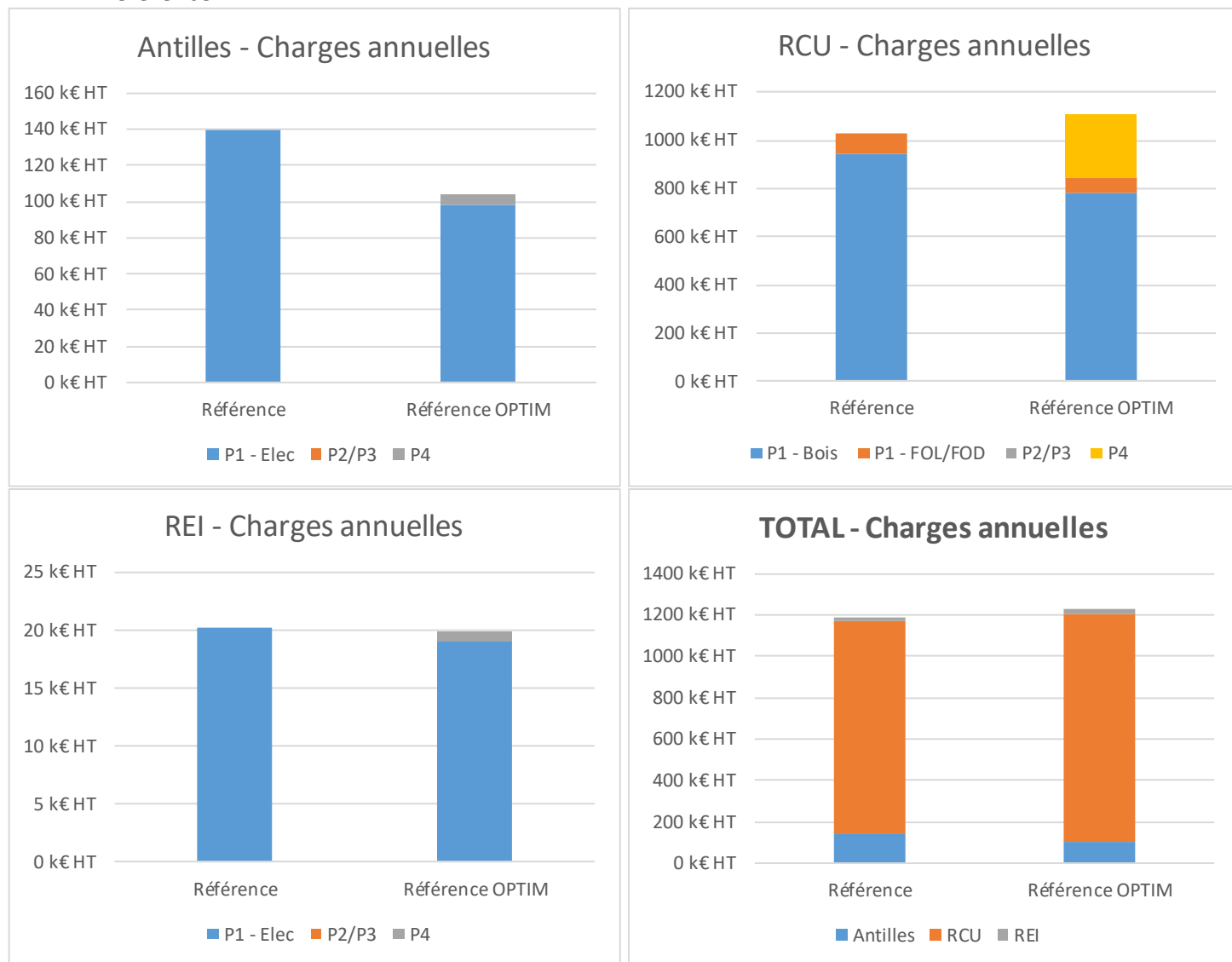
				Qté	Montant	Hypothèses
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	143 MWh	12,9 k€ HT	COP de 30
			Eté	45 MWh	3,2 k€ HT	COP de 20
		Electricité PAC	Hiver	677 MWh	60,9 k€ HT	-
			Eté	152 MWh	10,6 k€ HT	
		Electricité aux. PAC	Hiver	102 MWh	9,1 k€ HT	15% de élec PAC
			Eté	23 MWh	1,6 k€ HT	15% de élec PAC
		TOTAL P1		-	98,3 k€ HT	
	P2/P3	Forage LOMEGA				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			6,4 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	6,4 k€ HT	
TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)			104,7 k€ HT			
			16,2 € HT/MWh		6467 MWh	

Réseau de Chaleur	P1	Bois		32 504 MWh PCI	780,1 k€ HT	rend Bois 83%
		FOL		1 034 MWh PCI	41,4 k€ HT	rend FOL 90%
		FOD		353 MWh PCI	24,7 k€ HT	rend FOD 90%
		TOTAL P1		-	846,2 k€ HT	
	P2/P3	-				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			256,6 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	256,6 k€ HT	
	TOTAL charges RCU			1102,8 k€ HT		
			39,1 € HT/MWh		28227 MWh	

Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT	
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT	
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT	
		TOTAL P1		-	19,0 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			3,2 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	3,2 k€ HT	
TOTAL charges REI			22,2 k€ HT		632 MWh chaud et froid	
			35,2 € HT/MWh			

TOTAL charges				1229,7 k€ HT		35326 MWh chaud et froid
				34,8 € HT/MWh		

Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles par entité avec la référence.



6.5. Sc Ovar : Référence optimisée – Variante 1 : + Condenseur Bois Jonzac 1

6.5.1. Présentation du scénario

Ce scénario correspond à la référence optimisée en **intégrant la mise en place de condenseur sur les chaudières bois de Jonzac 1**.

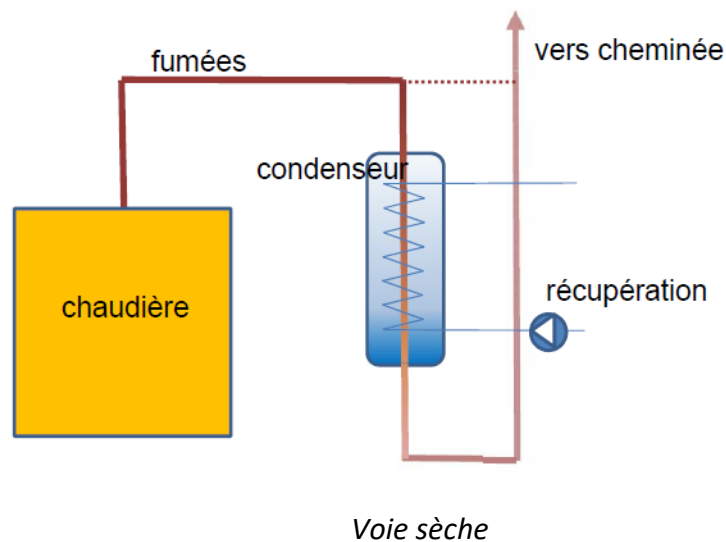
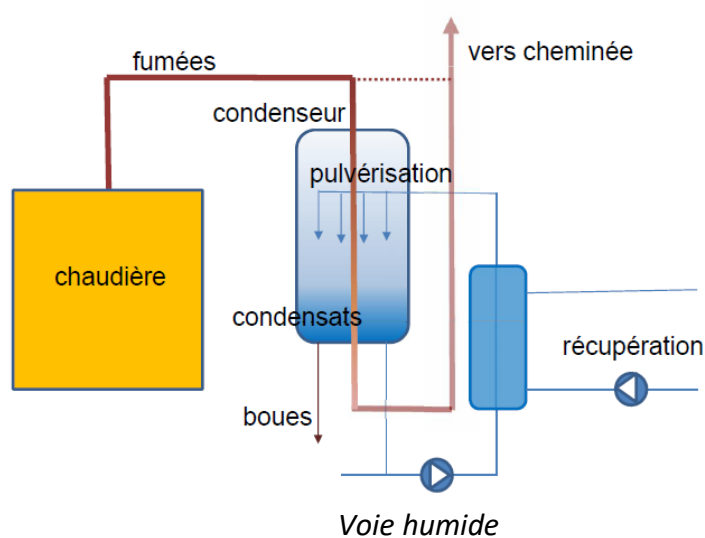
6.5.2. Description technique

La valorisation énergétique sur les fumées des chaudières Bois représente un potentiel important car la biomasse est un combustible humide (au minimum 25-30% d'humidité) et l'énergie latente (vapeur d'eau) contenue dans les fumées est assez importante.

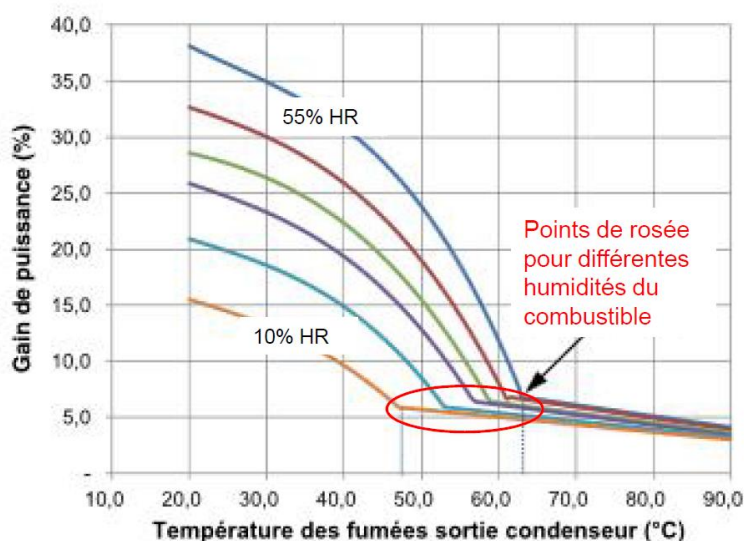
Certaines technologies de récupération d'énergie sur les fumées permettent également un meilleur traitement des fumées (poussières, particules).

Il existe deux grandes familles de technologies de condensation :

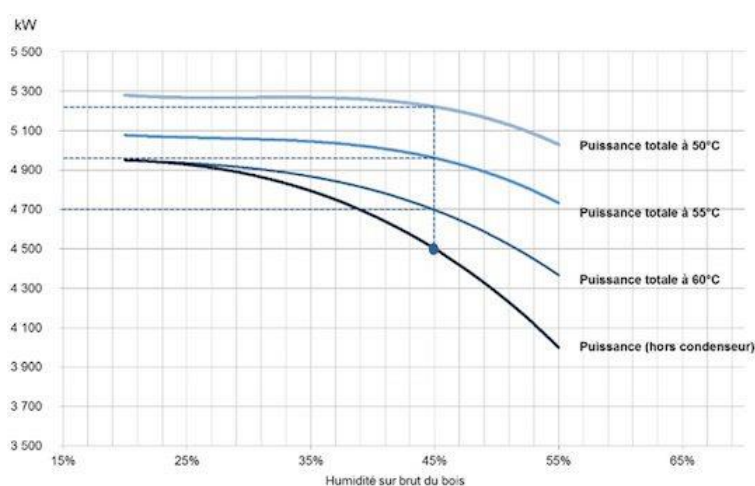
- Lavage des fumées (pulvérisation d'eau dans les fumées, voie humide)
 - Récupération des condensats
 - Echange condensats / source froide
- Condensation par échange indirect (voie sèche) :
 - Echange fumées / source froide



Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la puissance récupérée en fonction de la température de retour d'eau.



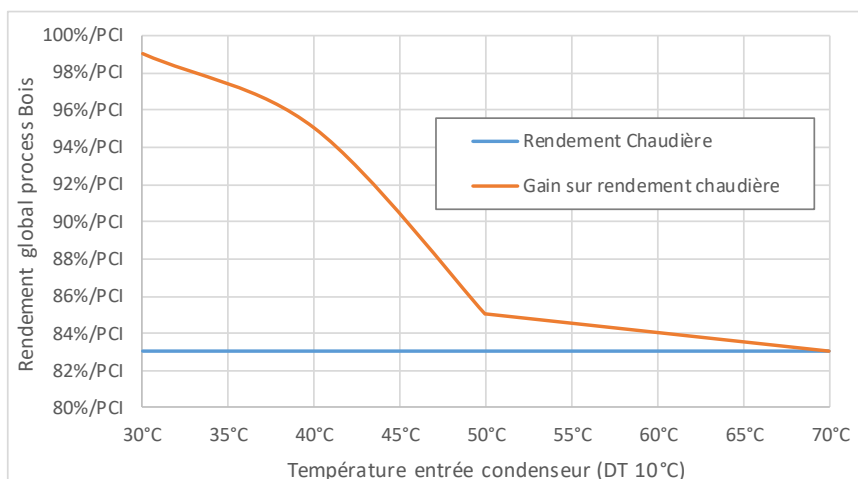
source : CFP sept. 2015



source : bioénergie

Avec une humidité du combustible à 30%, le point de rosée des fumées (condensation de la vapeur d'eau) est d'environ 57°C.

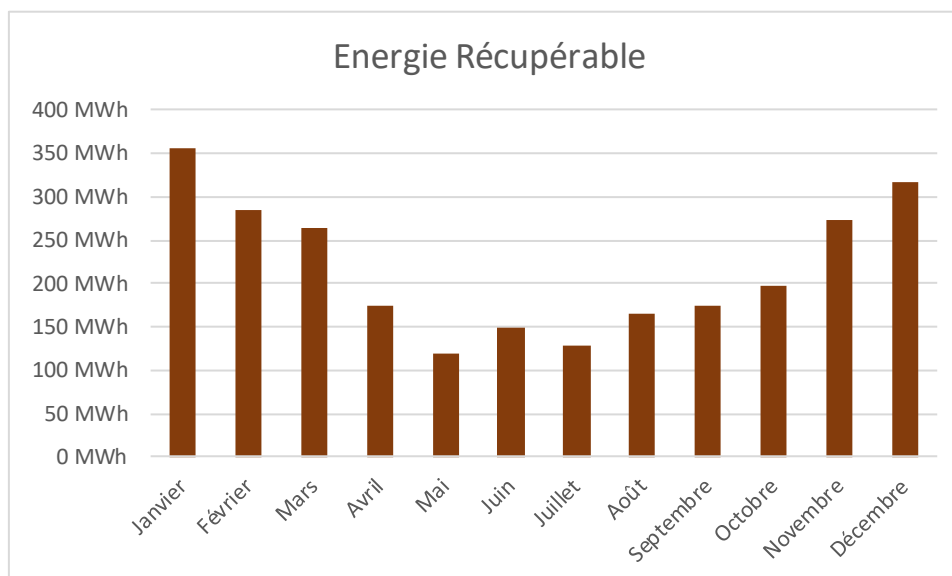
Il est possible d'estimer le gain de rendement en fonction de la température d'eau dans le condenseur :



Pour avoir un fonctionnement optimal du condenseur, il faut que la température de retour soit d'environ 40°C (avec une sortie condenseur à 50°C).

Sur la base du régime de température optimal et avec la fourniture énergétique des chaudières Bois de la solution optimisée, le potentiel d'énergie récupérable est présenté ci-dessous mensuellement.

	Besoins Réseau	Fourniture Heurtebize	Fourniture Bois Heurtebize		Energie récupérable Condensation	
Janvier	4 284 MWh	2 570 MWh	2 470 MWh	96,1%	357 MWh	14,5%
Février	3 400 MWh	2 040 MWh	1 974 MWh	96,7%	285 MWh	14,5%
Mars	3 185 MWh	1 911 MWh	1 825 MWh	95,5%	264 MWh	14,5%
Avril	2 077 MWh	1 246 MWh	1 208 MWh	96,9%	175 MWh	14,5%
Mai	1 418 MWh	851 MWh	821 MWh	96,5%	119 MWh	14,5%
Juin	1 074 MWh	1 074 MWh	1 038 MWh	96,6%	150 MWh	14,5%
Juillet	916 MWh	916 MWh	888 MWh	96,9%	128 MWh	14,5%
Août	1 191 MWh	1 191 MWh	1 136 MWh	95,4%	164 MWh	14,5%
Septembre	1 251 MWh	1 251 MWh	1 200 MWh	95,9%	174 MWh	14,5%
Octobre	2 356 MWh	1 414 MWh	1 359 MWh	96,1%	196 MWh	14,5%
Novembre	3 273 MWh	1 964 MWh	1 891 MWh	96,3%	273 MWh	14,5%
Décembre	3 806 MWh	2 284 MWh	2 187 MWh	95,7%	316 MWh	14,5%
	28 231 MWh	18 712 MWh	17 997 MWh	96,2%	2 602 MWh	14,5%



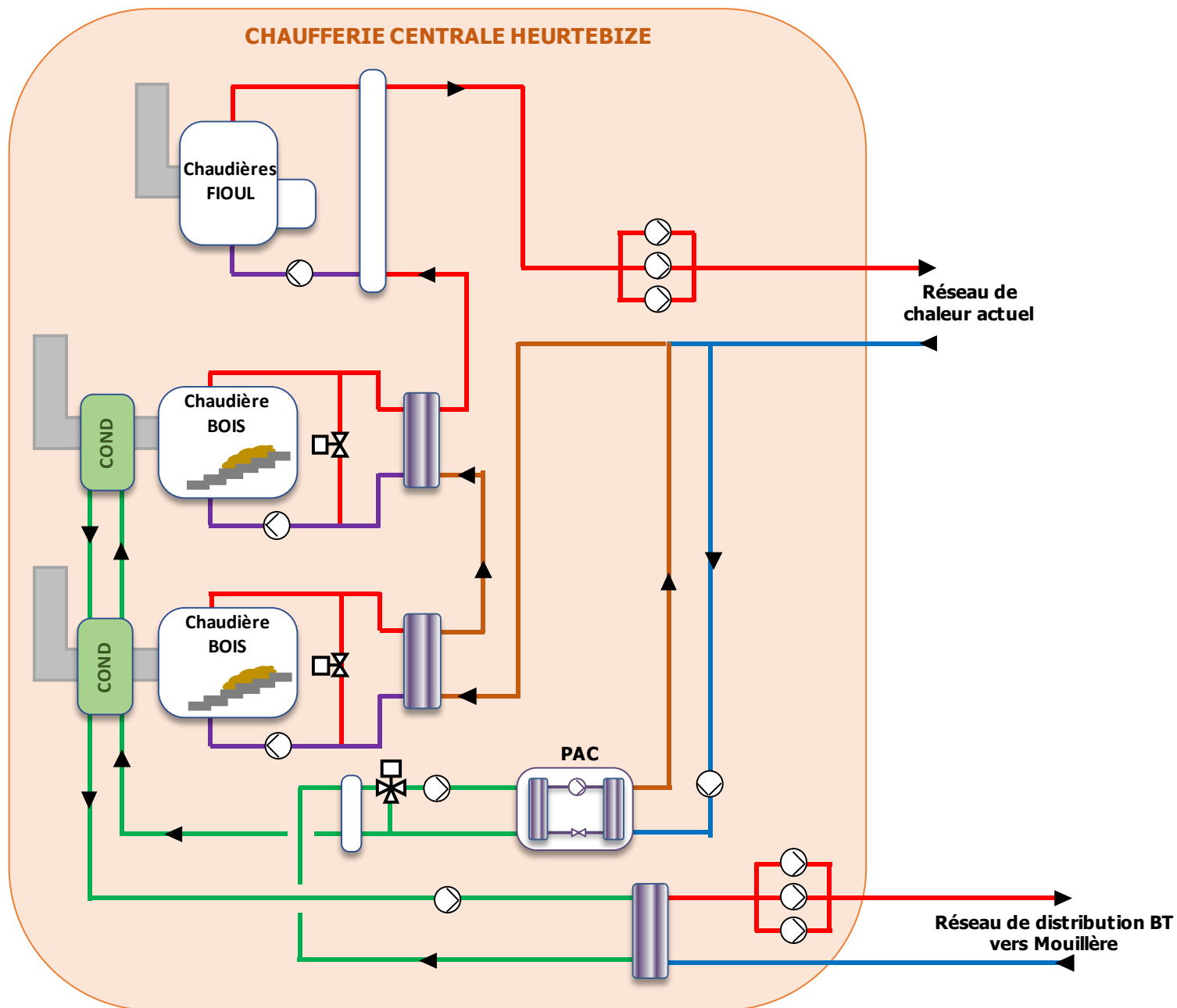
L'énergie récupérable nominale est d'environ 2 600 MWh/an (à 40/50°C).

Les pistes de valorisation possible de cette énergie de condensation sont :

- **Les Antilles :**
 - Avantages :
Besoins à basse température compatibles avec le régime condenseur
 - Inconvénients :
Ces besoins sont couverts les 2/3 de l'année par une énergie renouvelable et peu chère (géothermie directe + PAC)
Distance entre les chaudières et les Antilles (réseau BT à créer)
 - Conclusions :
Solution non pertinente
- **L'extension du réseau de chaleur vers la Mouillère :**
 - Avantages :
Besoins énergétiques à 2000 MWh/an à long terme
Zone à urbaniser avec possibilité de création d'une boucle à basse température compatible avec le régime condenseur
 - Inconvénients :
Solution à long terme uniquement
Usages BT (40/50°C) pouvant limiter l'intérêt de raccordement. Possibilité de mettre une pompe à chaleur pour augmenter le régime de température.
 - Conclusions :
Solution à priori pertinente à long terme avec un complément Pompe à chaleur
- **Le réseau de chaleur :**
 - Avantages :
Besoins énergétiques élevés
Solution possible à court terme
 - Inconvénients :
Températures réseau incompatibles : Possibilité de mettre une pompe à chaleur pour augmenter le régime de température.
 - Conclusions :
Solution possible avec une pompe à chaleur

La solution proposée consiste à mettre en place une condensation sur les chaudières Bois de la chaufferie Heurtebize associée à une pompe à chaleur pour valoriser l'énergie sur le réseau actuel et en phase de développement sur l'extension BT vers ma ZAC de la Mouillère.

Le schéma ci-dessous présente le principe de fonctionnement de la récupération d'énergie par condensation sur les fumées des chaudières bois.

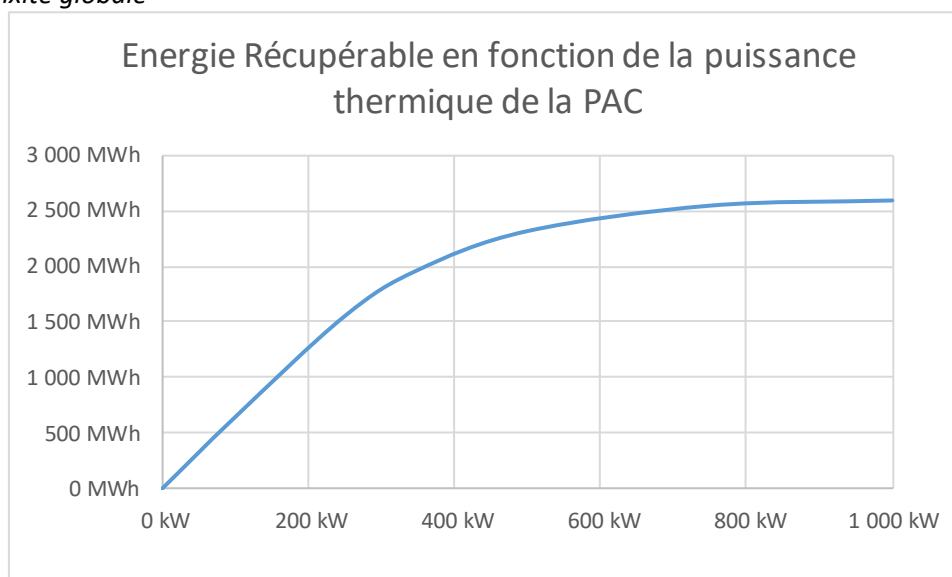


Pour proposer un prédimensionnement des équipements, et notamment de la Pompe à chaleur, voici une évolution de l'énergie récupérable en fonction de la puissance de la Pompe à chaleur (et donc du condenseur).

***Rmq :** ce graphique est présenté avec le fonctionnement actuel des chaudières bois*

Heurtebize :

- *en cas de valorisation de la chaleur vers une boucle externe (Mouillère) l'énergie valorisée par les condenseurs ne modifiera pas la mixité du réseau de chaleur*
- *en cas de valorisation en direct sur le réseau, l'énergie valorisée par les condenseurs + PAC effacera une partie de la chaleur produite en direct par les chaudières bois ce qui impactera la mixité globale*

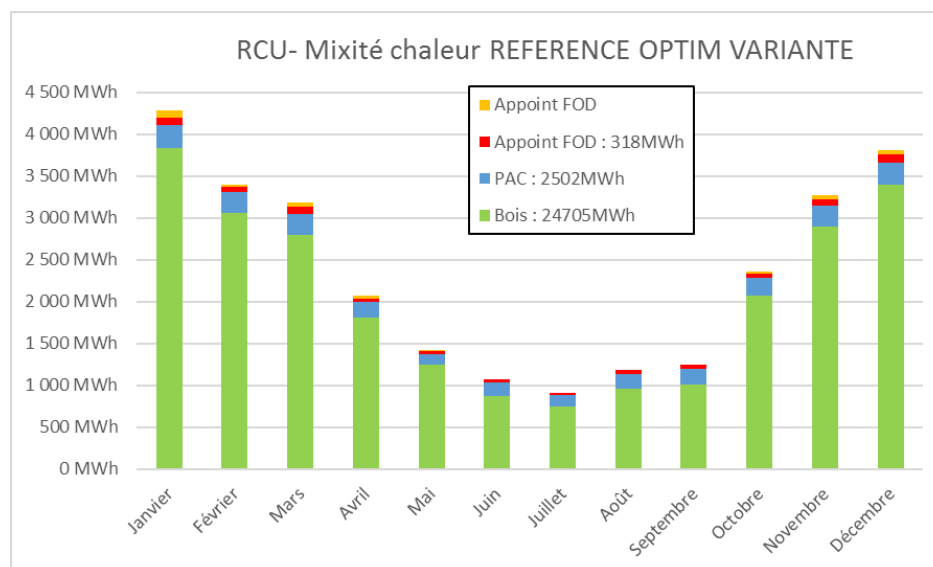


6.5.3. Bilan énergétique

Par rapport à la solution de référence optimisée, seul le bilan énergétique du réseau de chaleur change, ainsi il ne sera pas représenté les bilans des Antilles et du réseau d'eau industrielle.

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique de production du réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors Antilles)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	PAC	Appoint FOL	Appoint FOD
Janvier	3 654 MWh	86 MWh	544 MWh	4 284 MWh	3 833 MWh	278 MWh	93 MWh	80 MWh
Février	2 664 MWh	58 MWh	678 MWh	3 400 MWh	3 060 MWh	247 MWh	66 MWh	27 MWh
Mars	2 571 MWh	50 MWh	565 MWh	3 185 MWh	2 804 MWh	247 MWh	86 MWh	49 MWh
Avril	1 525 MWh	41 MWh	510 MWh	2 077 MWh	1 815 MWh	187 MWh	38 MWh	37 MWh
Mai	975 MWh	33 MWh	410 MWh	1 418 MWh	1 247 MWh	131 MWh	29 MWh	10 MWh
Juin	584 MWh	36 MWh	454 MWh	1 074 MWh	873 MWh	164 MWh	36 MWh	0 MWh
Juillet	320 MWh	274 MWh	321 MWh	916 MWh	747 MWh	141 MWh	28 MWh	0 MWh
Août	544 MWh	293 MWh	354 MWh	1 191 MWh	956 MWh	180 MWh	55 MWh	0 MWh
Septembre	503 MWh	375 MWh	373 MWh	1 251 MWh	1 008 MWh	192 MWh	51 MWh	0 MWh
Octobre	1 120 MWh	676 MWh	560 MWh	2 356 MWh	2 074 MWh	211 MWh	55 MWh	15 MWh
Novembre	2 638 MWh	48 MWh	587 MWh	3 273 MWh	2 894 MWh	252 MWh	72 MWh	54 MWh
Décembre	3 100 MWh	62 MWh	645 MWh	3 806 MWh	3 393 MWh	271 MWh	97 MWh	45 MWh
	20 199 MWh	2 033 MWh	6 000 MWh	28 231 MWh	24 705 MWh	2 502 MWh	707 MWh	318 MWh
	918,3%	92,4%	272,8%		87,5%	8,9%	2,5%	1,1%



6.5.4. Bilan économique

Le tableau ci-dessous présente une estimation des investissements et subventions sur le réseau de chaleur :

Investissements RCU	
1 - Remplacement 5 km réseau	4000 k€ HT
2 - Condenseur	400,0 k€ HT
3 - PAC	200,0 k€ HT
TOTAL	4600,0 k€ HT
Subvention Récup condenseur (6€/MWh ENR sur 20 ans)	300,0 k€ HT

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique de la variante de la situation de référence optimisée :

				Qté	Montant	Hypothèses
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	143 MWh	12,9 k€ HT	COP de 30
			Eté	45 MWh	3,2 k€ HT	COP de 20
		Electricité PAC	Hiver	677 MWh	60,9 k€ HT	-
			Eté	152 MWh	10,6 k€ HT	
		Electricité aux. PAC	Hiver	102 MWh	9,1 k€ HT	15% de élec PAC
			Eté	23 MWh	1,6 k€ HT	15% de élec PAC
		TOTAL P1		-	98,3 k€ HT	
	P2/P3	Forage LOMEGA				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			5,1 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	5,1 k€ HT	
TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)			103,4 k€ HT			
			16,0 € HT/MWh		6467 MWh	

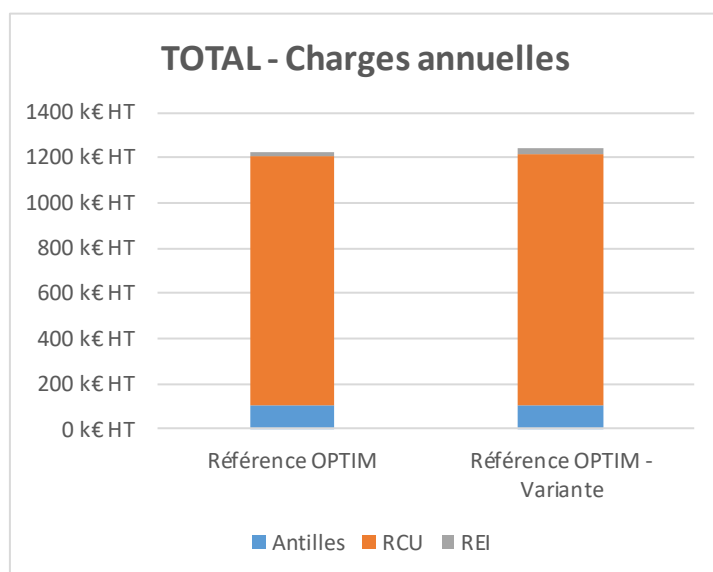
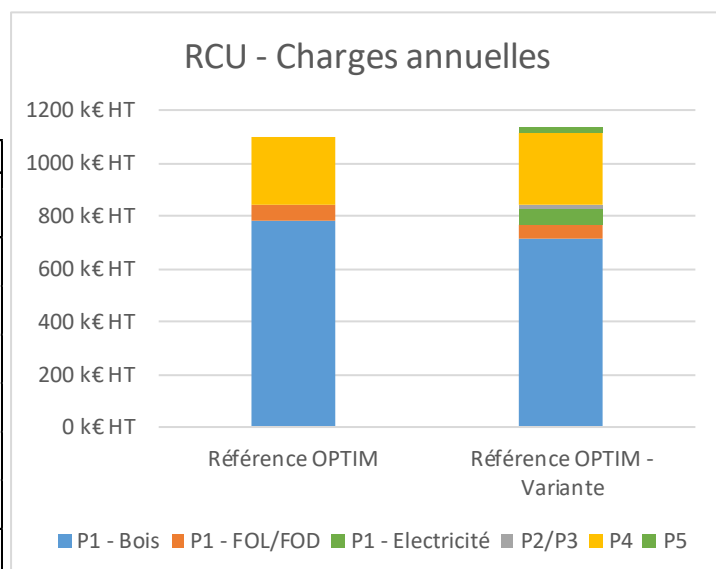
Réseau de Chaleur	P1	Bois		29 765 MWh PCI	714,4 k€ HT	rend Bois 83%
		FOL		785 MWh PCI	31,4 k€ HT	rend FOL 90%
		FOD		353 MWh PCI	24,7 k€ HT	rend FOD 90%
		Electricité PAC	Hiver	301 MWh	27,1 k€ HT	
			Eté	285 MWh	19,9 k€ HT	
		Electricité aux. PAC	Hiver	45 MWh	4,1 k€ HT	15% de élec PAC
			Eté	43 MWh	3,0 k€ HT	15% de élec PAC
	TOTAL P1		-	824,6 k€ HT		
	P2/P3	Condenseur			10,0 k€ HT	
		PAC			5,0 k€ HT	
		TOTAL P2/P3		-	15,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			295,1 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	295,1 k€ HT	
	P5	Amortissements subvention			-19,2 k€ HT	
		TOTAL P5			-19,2 k€ HT	
TOTAL charges RCU			1115,4 k€ HT			
			39,5 € HT/MWh		28231 MWh	

Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT	
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT	
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT	
		TOTAL P1		-	19,0 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			1,0 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	1,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI			20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid
				31,6 € HT/MWh		

TOTAL charges				1238,8 k€ HT		35330 MWh chaud et froid
				35,1 € HT/MWh		

Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour la Réseau de chaleur (modifié par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Référence OPTIM - Variante
RCU	P1 - Bois	780 k€ HT	714 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	56 k€ HT
	P1 - Electricité	0 k€ HT	54 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	15 k€ HT
	P4	257 k€ HT	276 k€ HT
	P5	0 k€ HT	19 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	1115 k€ HT



La solution présente un bilan économique équivalent à la référence optimisée pour le réseau de chaleur (RCU).

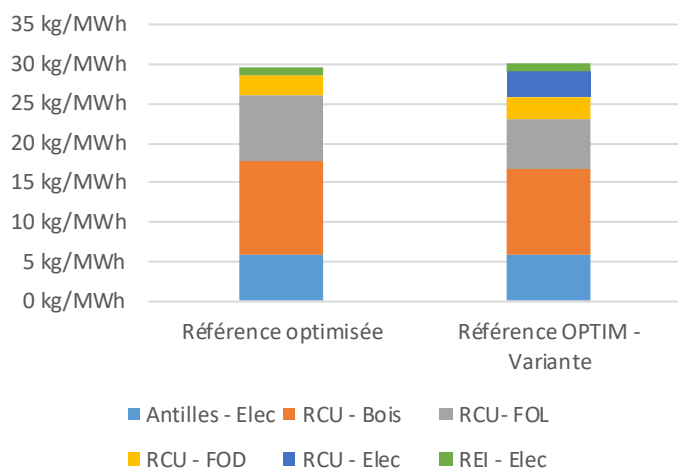
6.5.5. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario.

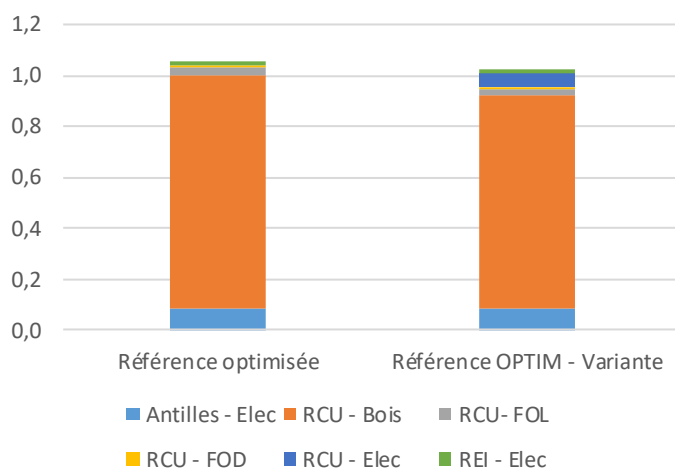
		Bilan Environnemental		
		Référence OPTIM - Variante		
Antilles	Electricité	1 141 MWh	205 teq CO2	2 943 MWh EP
	Besoins	6 467 MWh	32 kg CO2/MWh	0,46
RCU	Bois	29 765 MWh PCI	387 teq CO2	29 765 MWh EP
	FOL	785 MWh PCI	221 teq CO2	785 MWh EP
	FOD	353 MWh PCI	95 teq CO2	353 MWh EP
	Electricité	674 MWh	121 teq CO2	1 739 MWh EP
	Besoins	28 231 MWh	29 kg CO2/MWh	1,16
REI	Electricité	185 MWh	33 teq CO2	479 MWh EP
	Besoins	632 MWh	53 kg CO2/MWh	0,76
Global		35 330 MWh	30 kg CO2/MWh	1,02

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence optimisée.

TOTAL - Emissions GES



TOTAL - Energie Primaire



Les émissions de Gaz à effet de Serre sont légèrement supérieures à la référence optimisée (1 060 tCO2 contre 1 050) mais l'énergie primaire consommée est légèrement plus faible (36 GWh EP contre 37,3).

6.6. Scénario 1 – Installation solaire pour les Antilles

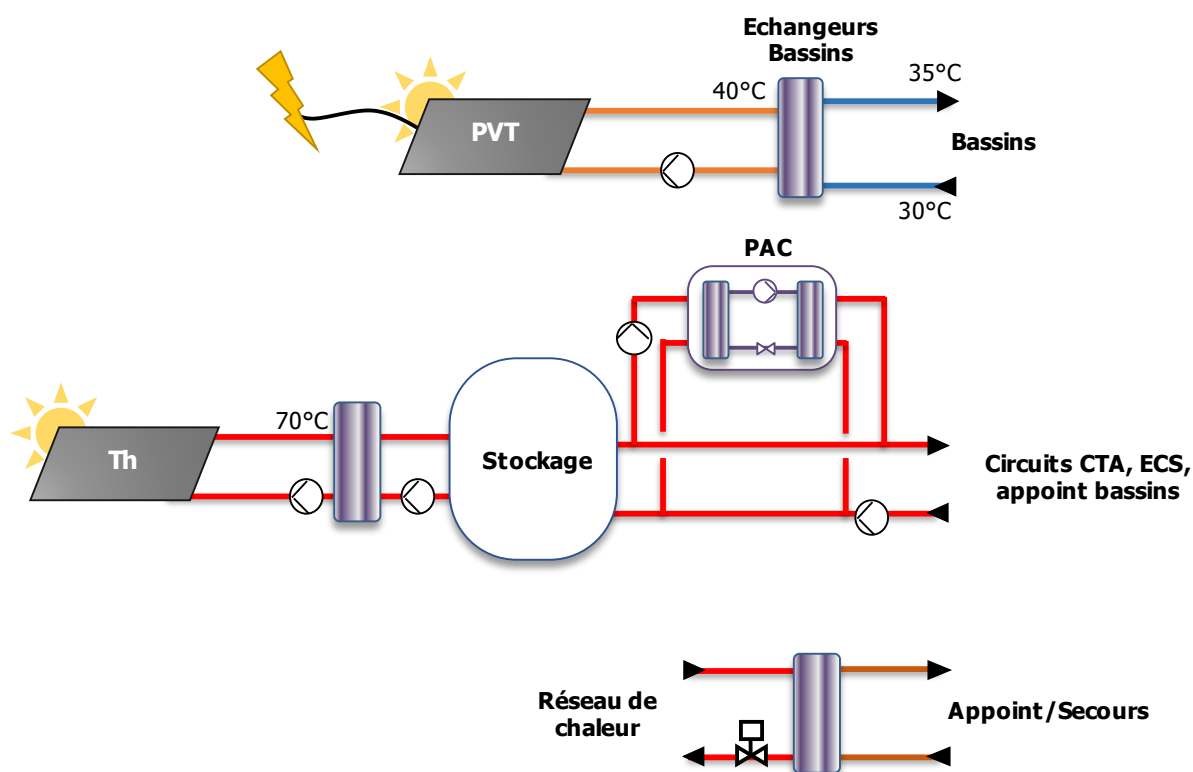
6.6.1. Présentation du scénario

Dans ce scénario, nous allons étudier la mise en place d'une installation solaire pour assurer les besoins de chaleur estivaux des Antilles.

Les solutions solaires étudiées seront :

- **1a** - Solaire thermique avec stockage journalier pour base des besoins de chaleur des Antilles (avec relève PAC sur stockage) et appoint réseau de chaleur
- **1b** - Solaire thermique avec stockage important pour couvrir la quasi-totalité des besoins de chaleur des Antilles (avec relève PAC sur stockage) et appoint/secours Réseau de chaleur (et décharge solaire)
- **1c** – Solaire PVT (photovoltaïque / thermique) pour les besoins très basse température (bassins et préchauffage) + solaire thermique en complément (**1b**)

LES ANTILLES EN ÉTÉ (JUILLET À OCTOBRE)



6.6.2. Description technique

Principe général

L'énergie solaire thermique est la valorisation du rayonnement solaire sous forme d'énergie thermique. Elle peut être soit utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des alternateurs et ainsi obtenir une énergie électrique). Ce mode de transformation d'énergie solaire se distingue des cellules photovoltaïques qui permettent de produire de l'électricité.

Deux principes fondamentaux sont appliqués et éventuellement parfois combinés :

- capter l'énergie du rayonnement solaire grâce à un corps noir,
- concentrer le rayonnement solaire en un point (four solaire).

Dans le cadre de la présente étude et pour l'intégration du solaire thermique sur les réseaux de chaleur, la notion de système solaire thermique comprend :

- un capteur solaire qui capte l'énergie du rayonnement solaire grâce à un corps noir,
- des canalisations où circule un fluide caloporteur (eau glycolée le plus souvent),
- une station de transfert (échangeur, vase d'expansion, pompe, soupape...) pour transférer la chaleur vers un stockage ou vers un réseau de chaleur).
- un stockage thermique de l'énergie (journalier ou saisonnier selon le scénario).

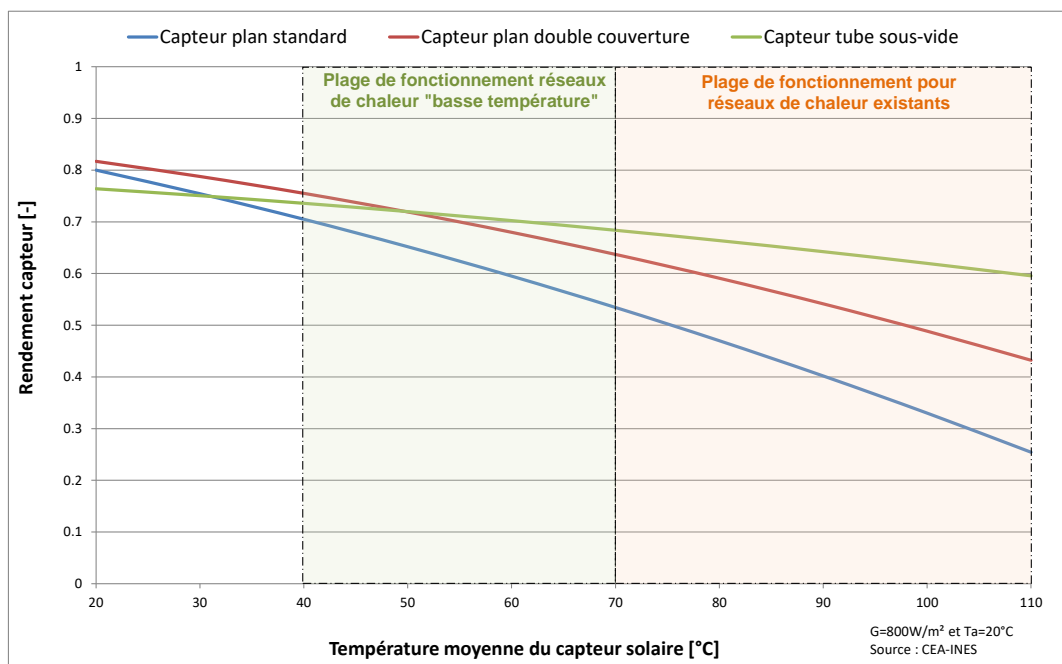
Technologies de capteurs et performances

Les installations solaires thermiques usuellement installées pour la production d'eau chaude sanitaire sont performantes sur des régimes de températures de l'eau à chauffer entre 5 et 60°C et fonctionnent généralement avec des capteurs plans.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du rendement de différentes technologies capteurs solaires en fonction de la température moyenne du capteur. Il montre que :

- le capteur plan standard n'est plus assez performant au-dessus de 40°C,
- qu'entre 40 et 70°C, le capteur plan double couverture et capteur sous-vide ont des performances similaires,
- qu'au-dessus de 70°C, les performances du capteur sous-vide surpassent les 2 autres technologies.

Ainsi, les systèmes solaires sur réseau de chaleur s'orientent vers les technologies de capteurs plans à double couverture ou appelés aussi « haute-performance » et des capteurs sous vide.



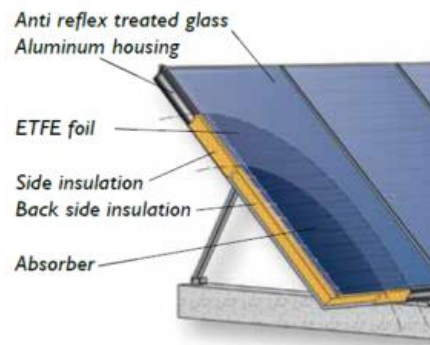
Evolution du rendement des capteurs solaires (source INES)

Capteurs haute performance : plan ou sous-vide :

Dans le cadre de cette étude, ce sont plutôt des capteurs haute performance qui seront à envisager.

Le capteur plan haute performance est équipé d'une double couverture transparente (1 seule pour le capteur plan standard) en face avant limitant ainsi les pertes thermiques.

Ces capteurs peuvent être assemblés en usine en champ de 2 à 15 m² et permettent ainsi une rapidité d'installation en utilisant des moyens de levage adaptés. Ils peuvent être intégrés dans une toiture ou posés sur châssis (toiture plate, au sol).



Il existe une grande diversité de capteurs à tube sous vide. Le capteur est composé de 2 parties :

- la zone de captage de l'énergie qui peut être un simple tube sous vide avec un absorbeur plan ou un double tube sous vide avec un absorbeur tubulaire,
- la zone de transfert de l'énergie qui est indépendante de la zone de captage avec un fonctionnement à circulation directe ou « Directe flow » ou par caloducs « Heat Pipe » ;

Exemples de champs solaires

Quelques exemples illustrés ci-dessous de champs solaires en toiture ou au sol.



Champ solaire en toiture à Munich - 2900 m²



Champ solaire au sol au Danemark



Champ solaire au sol à Marstal – 18000 m²

Solaire hybride – Production de chaleur et électricité

Un scénario avec une solution plus innovante peut être étudié. Des panneaux solaires hybrides, produisant de la chaleur et de l'électricité peuvent être mis en place.

Cette technologie nécessite un investissement important, et les systèmes sont aujourd'hui un peu moins développés.

La performance du panneau, en comparaison aux capteurs classiques, est un peu plus faible pour la partie thermique mais est très dépendant des régimes de températures) :

- Photovoltaïque : 17% (capteur classique 15%)
- Thermique : 30 à 35% (capteur classique 45%)

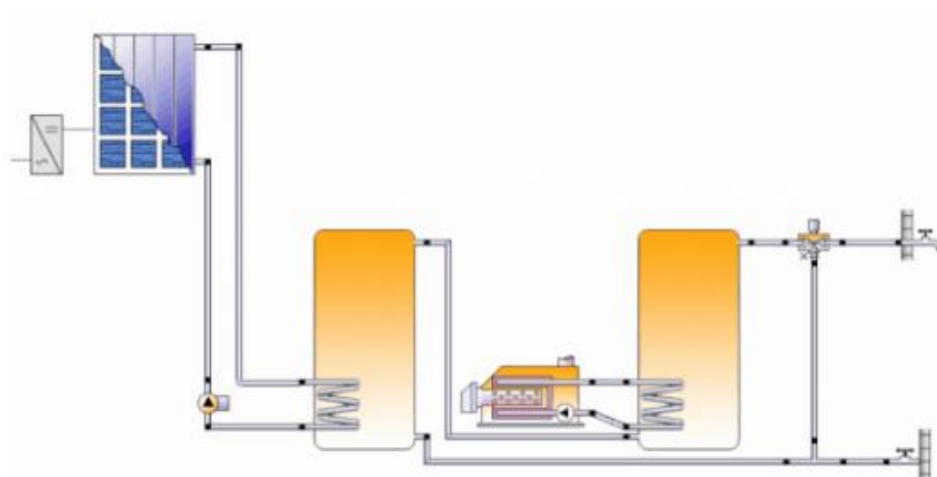
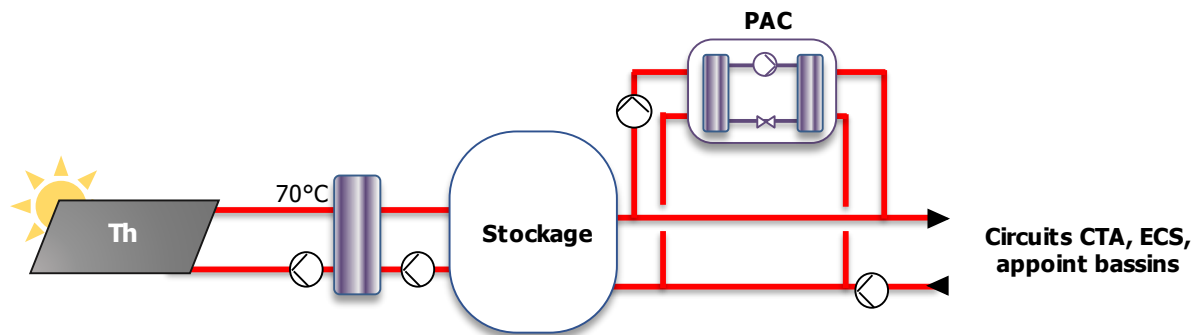


Schéma de principe solaire hybride (Source : Dualsun)

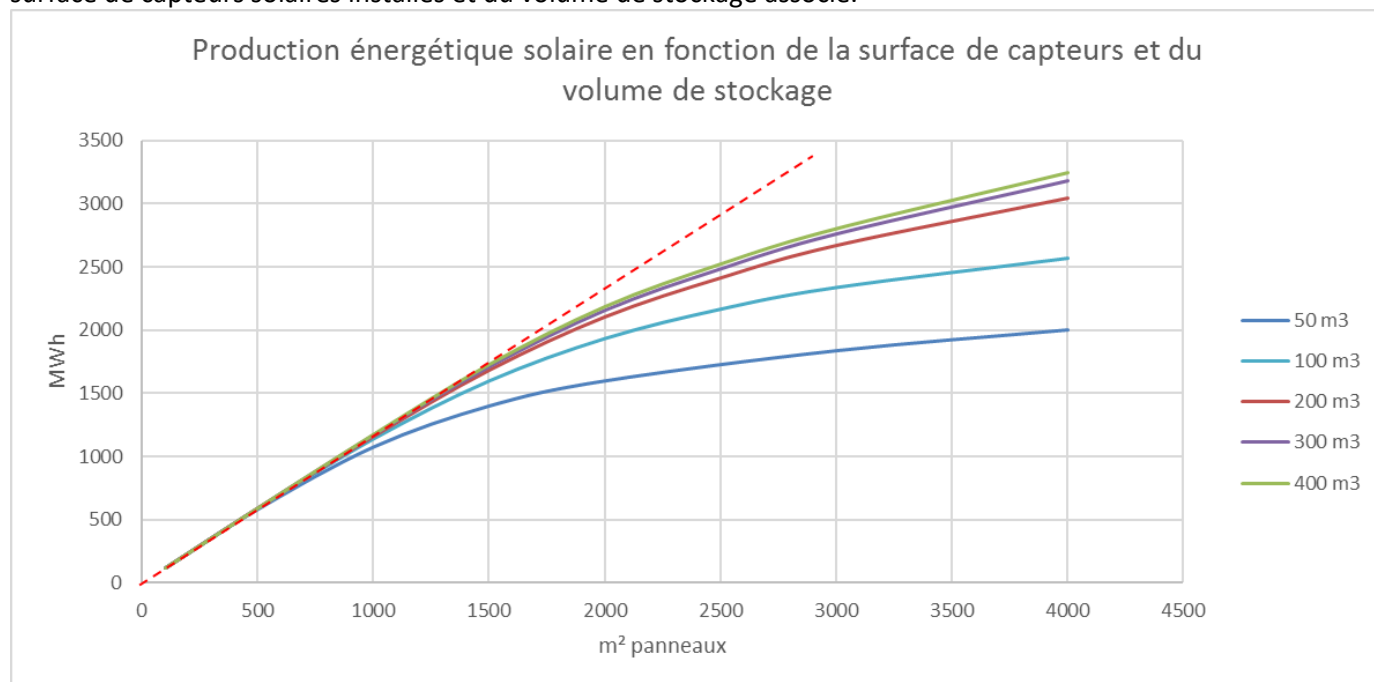
6.6.3. Scénario 1a – Solaire thermique aux Antilles (base – stockage minimal)

Le scénario 1a propose la mise en place de solaire thermique pour assurer une production de base des Antilles, notamment sur les besoins estivaux, en association d'un stockage journalier (avec relèvement PAC sur stockage).



6.6.3.1. Dimensionnement solaire thermique

Le graphique ci-dessous présente la production énergétique du solaire thermique, en fonction de la surface de capteurs solaires installés et du volume de stockage associé.



Pour assurer une base des besoins des Antilles par le solaire thermique, 1500 m² de capteurs solaires associés à un stockage journalier de 300 m³ peuvent être proposés.

Pour installer les 1 500 m² de capteurs, il faut prévoir un foncier disponible d'environ 3500 à 4000 m².

Les capteurs pourraient être installés sur l'un des terrains pré identifiés.

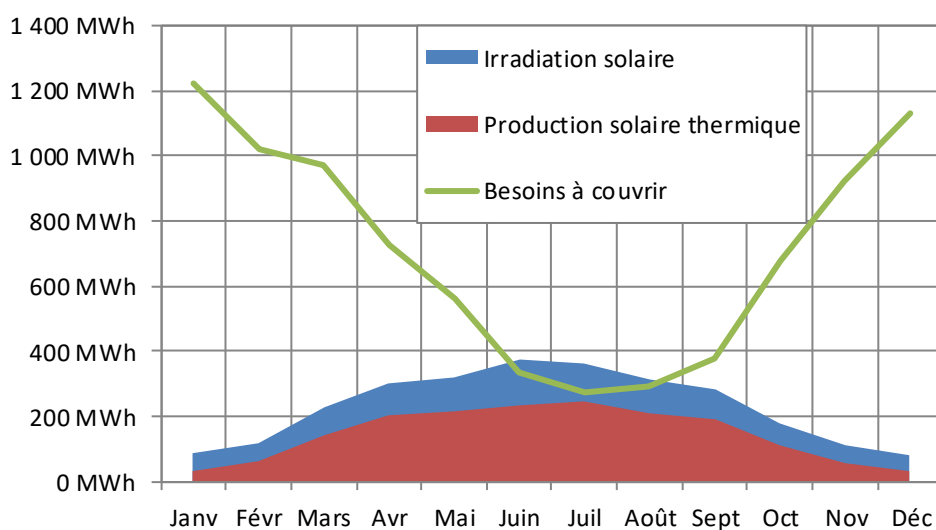


6.6.3.2. Bilan énergétique

Les Antilles

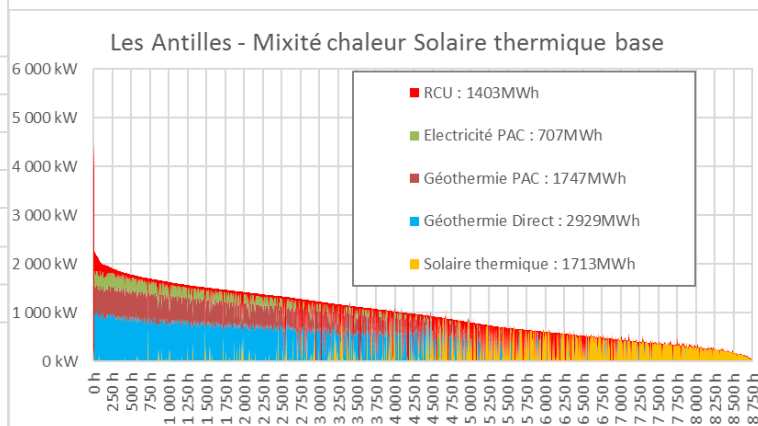
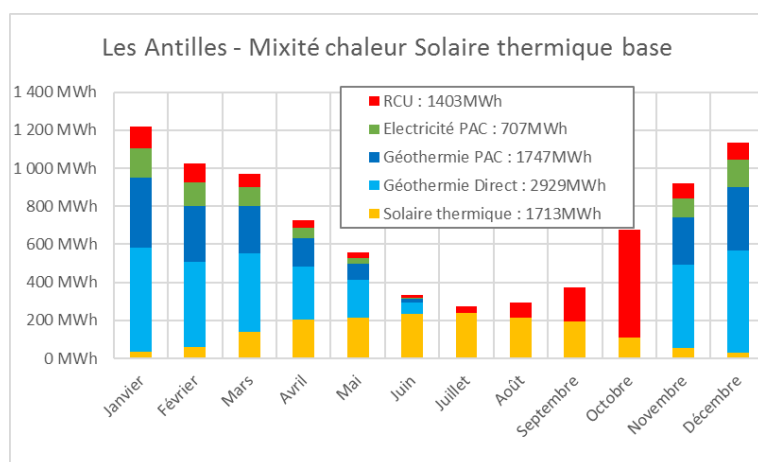
Le tableau et graphique ci-dessous présentent le bilan de production de champ de capteurs solaires pour ce scénario.

1500m ² de capteur orienté à 0° sud et incliné à 35°						
	Irradiation solaire	Production solaire thermique		Besoins à couvrir	Solaire Direct	Solaire via stockage
Janvier	85 MWh	33 MWh	38,9%	1 221 MWh	33 MWh	0 MWh
Février	117 MWh	59 MWh	50,3%	1 022 MWh	59 MWh	0 MWh
Mars	226 MWh	140 MWh	61,7%	970 MWh	111 MWh	27 MWh
Avril	303 MWh	201 MWh	66,6%	724 MWh	137 MWh	65 MWh
Mai	318 MWh	214 MWh	67,2%	559 MWh	104 MWh	109 MWh
Juin	373 MWh	231 MWh	61,9%	333 MWh	75 MWh	157 MWh
Juillet	363 MWh	245 MWh	67,7%	275 MWh	70 MWh	166 MWh
Août	313 MWh	211 MWh	67,4%	293 MWh	68 MWh	147 MWh
Septembre	281 MWh	188 MWh	66,9%	374 MWh	79 MWh	113 MWh
Octobre	180 MWh	109 MWh	60,5%	676 MWh	84 MWh	25 MWh
Novembre	109 MWh	53 MWh	48,3%	920 MWh	53 MWh	0 MWh
Décembre	80 MWh	30 MWh	36,9%	1 133 MWh	30 MWh	0 MWh
Total	2 747 MWh	1 713 MWh	62,4%	8 502 MWh	902 MWh	811 MWh



Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production des Antilles.

	Géothermie Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	Solaire thermique	RCU	TOTAL
Janvier	547 MWh	369 MWh	156 MWh	33 MWh	113 MWh	1 218 MWh
Février	448 MWh	295 MWh	123 MWh	59 MWh	98 MWh	1 023 MWh
Mars	415 MWh	249 MWh	98 MWh	139 MWh	69 MWh	970 MWh
Avril	280 MWh	147 MWh	55 MWh	202 MWh	40 MWh	724 MWh
Mai	202 MWh	82 MWh	29 MWh	213 MWh	32 MWh	558 MWh
Juin	61 MWh	20 MWh	7 MWh	231 MWh	14 MWh	333 MWh
Juillet	0 MWh	0 MWh	0 MWh	237 MWh	38 MWh	274 MWh
Août	0 MWh	0 MWh	0 MWh	215 MWh	78 MWh	293 MWh
Septembre	0 MWh	0 MWh	0 MWh	192 MWh	183 MWh	375 MWh
Octobre	1 MWh	0 MWh	0 MWh	109 MWh	567 MWh	677 MWh
Novembre	438 MWh	251 MWh	98 MWh	53 MWh	81 MWh	921 MWh
Décembre	538 MWh	334 MWh	142 MWh	30 MWh	90 MWh	1 133 MWh
	2 929 MWh	1 747 MWh	707 MWh	1 713 MWh	1 403 MWh	8 500 MWh
	34,5%	20,6%	8,3%	20,2%	16,5%	



La part de solaire thermique dans la mixité globale est de 20%.

Le solaire thermique couvre en période estivale (de Juin à Septembre) entre 50% à 95% des besoins des Antilles.

La part de chaleur fournie par le réseau de chaleur est réduite de 630 MWh.

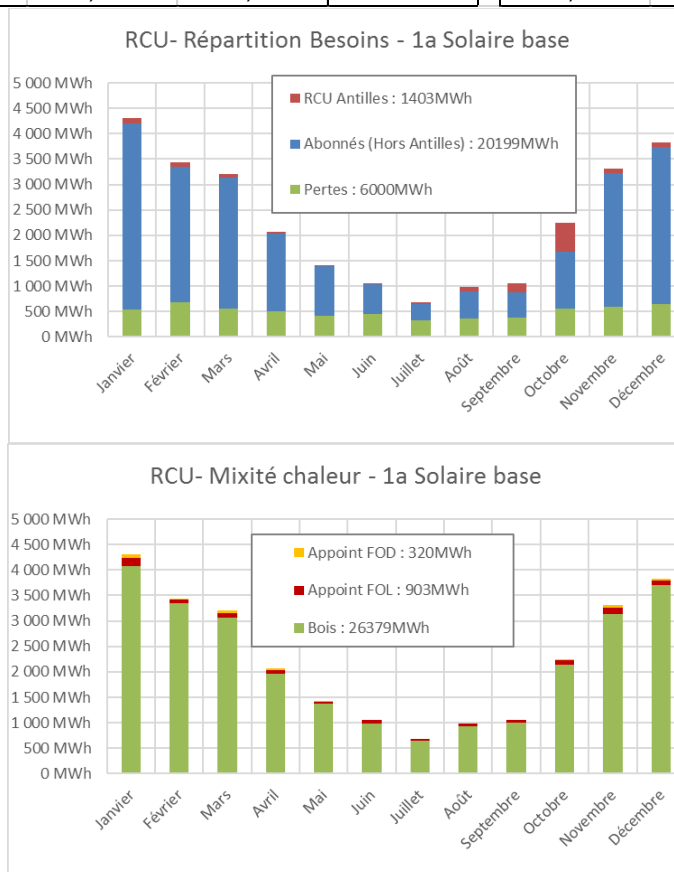
La part d'appoint réseau de chaleur reste très importante en octobre.

L'échange direct est réduit de 17%, tout comme la part d'électricité PAC aussi, permettant un gain d'électricité de 122 MWh/an.

Réseau de chaleur

Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD
Janvier	3 654 MWh	113 MWh	544 MWh	4 311 MWh	4 067 MWh	164 MWh	81 MWh
Février	2 664 MWh	98 MWh	678 MWh	3 440 MWh	3 355 MWh	57 MWh	28 MWh
Mars	2 571 MWh	69 MWh	565 MWh	3 205 MWh	3 055 MWh	100 MWh	49 MWh
Avril	1 525 MWh	40 MWh	510 MWh	2 075 MWh	1 964 MWh	75 MWh	37 MWh
Mai	975 MWh	32 MWh	410 MWh	1 417 MWh	1 376 MWh	31 MWh	10 MWh
Juin	584 MWh	14 MWh	454 MWh	1 053 MWh	992 MWh	60 MWh	0 MWh
Juillet	320 MWh	38 MWh	321 MWh	679 MWh	654 MWh	25 MWh	0 MWh
Août	544 MWh	78 MWh	354 MWh	976 MWh	932 MWh	44 MWh	0 MWh
Septembre	503 MWh	183 MWh	373 MWh	1 059 MWh	1 011 MWh	48 MWh	0 MWh
Octobre	1 120 MWh	567 MWh	560 MWh	2 247 MWh	2 136 MWh	96 MWh	15 MWh
Novembre	2 638 MWh	81 MWh	587 MWh	3 306 MWh	3 140 MWh	111 MWh	55 MWh
Décembre	3 100 MWh	90 MWh	645 MWh	3 834 MWh	3 696 MWh	92 MWh	46 MWh
	20 199 MWh	1 403 MWh	6 000 MWh	27 601 MWh	26 379 MWh	903 MWh	320 MWh
	73,2%	5,1%	21,7%		95,6%	3,3%	1,2%



La part des besoins des Antilles est abaissée.

Le mix énergétique reste identique, avec une part à 95,6% de bois.

Ce scénario n'impactant pas le réseau d'eau industrielle, son bilan énergétique n'est pas présenté (référence optimisée).

6.6.3.3. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Production solaire thermique (avec stockage journalier uniquement) pour les Antilles :

Investissements Les Antilles	
1 - Suppr Raccordement PAC	3,0 k€ HT
2 - Surdim ECH récup rejets lagune	30,0 k€ HT
3 - Boucle à débit variable	20,0 k€ HT
4 - Suppr ECS par PAC	2,0 k€ HT
5 - Débit variable CTA	20,0 k€ HT
6 - Loi d'eau sur PACs	5,0 k€ HT
Centrale solaire (1500 m ²)	750,0 k€ HT
Stockage (300 m ³)	180,0 k€ HT
TOTAL	1010,0 k€ HT
Subvention Solaire (16,3€/MWh ENR sur 20 ans)	558,0 k€ HT

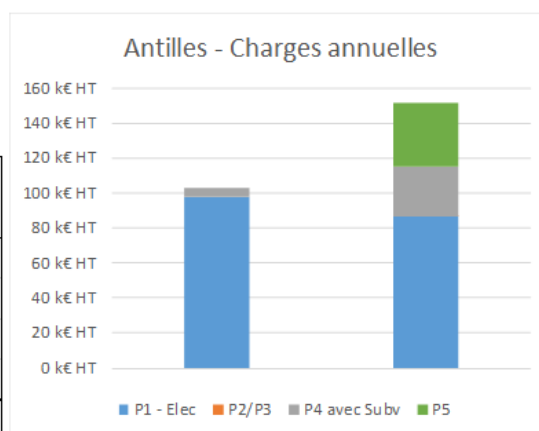
Une hypothèse de subvention sur les investissements solaire thermique à 60% des investissements (soit 16,3€/MWh sur 20 ans) a été considéré.

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique du scénario 1a.

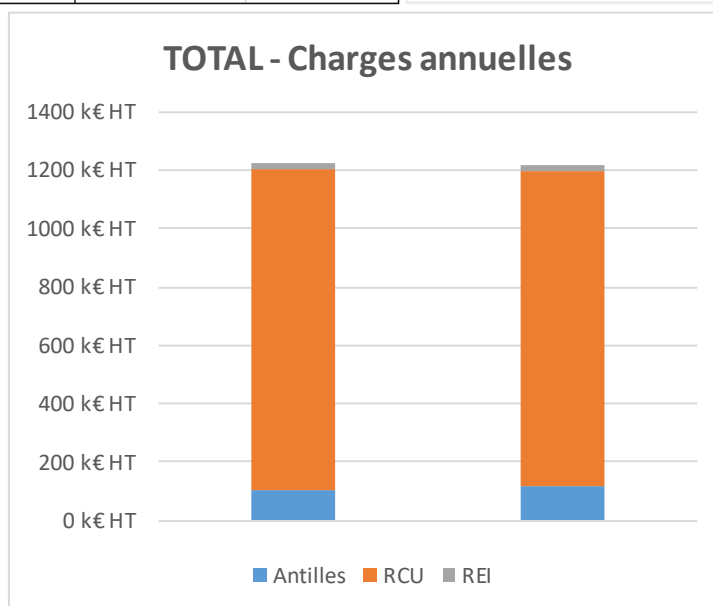
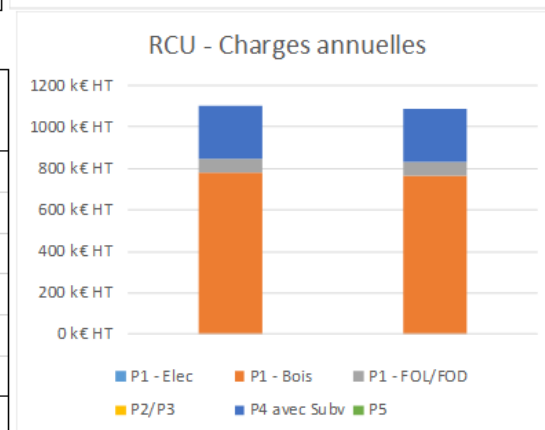
				Qté	Montant	Hypothèses	
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	129 MWh	11,7 k€ HT	COP de 30	
			Eté	26 MWh	1,9 k€ HT	COP de 20	
		Electricité PAC	Hiver	617 MWh	55,5 k€ HT	-	
			Eté	91 MWh	6,3 k€ HT		
		Electricité aux. PAC	Hiver	92 MWh	8,3 k€ HT	15% de élec PAC	
			Eté	14 MWh	1,0 k€ HT	15% de élec PAC	
		Electricité Solaire	Hiver	4 MWh	0,4 k€ HT	COP de 70	
			Eté	20 MWh	1,4 k€ HT	COP de 70	
	TOTAL P1			-	86,4 k€ HT		
	P2/P3	Forage LOMEGA				Idem Référence	
		PAC et aux			-5,0 k€ HT	Réduite	
		Centrale Solaire			5,1 k€ HT		
		TOTAL P2/P3		-	0,1 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			64,8 k€ HT	2,5% / 20ans	
		TOTAL P4		-	64,8 k€ HT		
	P5	Amortissements Subvention			-35,8 k€ HT		
TOTAL P5			-35,8 k€ HT				
TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)				115,5 k€ HT			
				16,3 € HT/MWh		7097 MWh	
Réseau de Chaleur	P1	Bois		31 781 MWh PCI	762,8 k€ HT	rend Bois 83%	
		FOL		1 003 MWh PCI	40,1 k€ HT	rend FOL 90%	
		FOD		356 MWh PCI	24,9 k€ HT	rend FOD 90%	
	TOTAL P1			-	827,8 k€ HT		
	P2/P3				-	Référence	
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			256,6 k€ HT	2,5% / 20ans	
		TOTAL P4		-	256,6 k€ HT		
	TOTAL charges RCU				1084,4 k€ HT		
				39,3 € HT/MWh		27601 MWh	
Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT		
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT		
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-	
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT		
	TOTAL P1			-	19,0 k€ HT		
	P2/P3	Forages / REI				Référence	
		PAC et aux				Référence	
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			1,0 k€ HT	2,5% / 20ans	
		TOTAL P4		-	1,0 k€ HT		
	TOTAL charges REI				20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid
					31,6 € HT/MWh		
TOTAL charges				1219,9 k€ HT		35330 MWh chaud et froid	
				34,5 € HT/MWh			

Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour les Antilles et le Réseau de chaleur (modifiés par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Scénario 1a
Antilles	P1 - Elec	98 k€ HT	86 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	0 k€ HT
	P4 avec Subv	5 k€ HT	29 k€ HT
	P5	0	35,8 k€ HT
	Total	103 k€ HT	116 k€ HT



		Référence OPTIM	Scénario 1a
RCU	P1 - Elec	0 k€ HT	0 k€ HT
	P1 - Bois	780 k€ HT	763 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	65 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	0 k€ HT
	P4 avec Subv	257 k€ HT	257 k€ HT
	P5	0 k€ HT	0 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	1084 k€ HT



La solution présente un bilan économique équivalent à la référence optimisée.

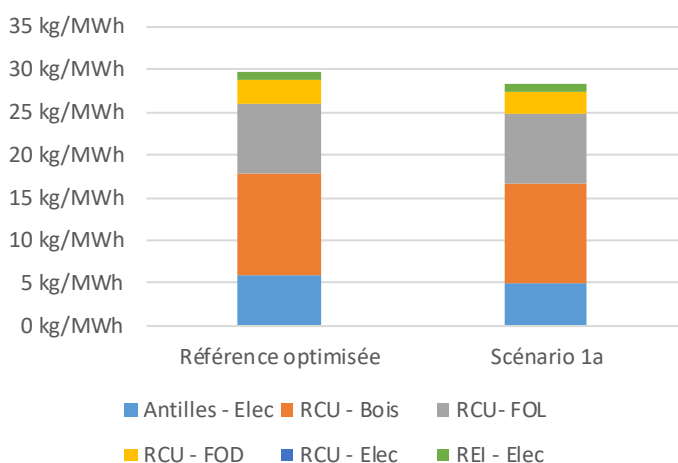
6.6.3.4. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario 1a.

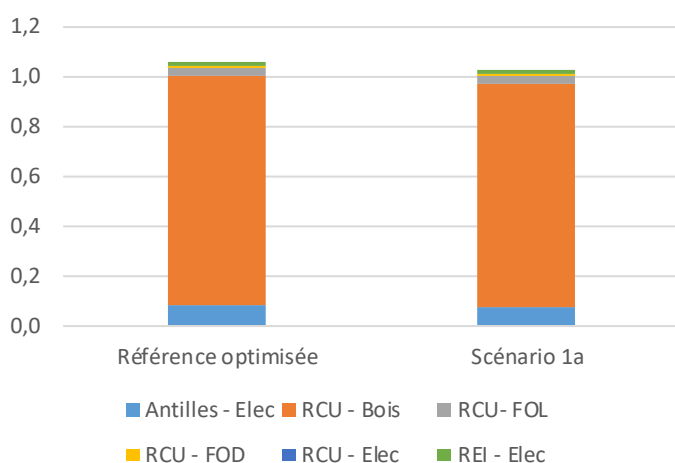
		Bilan Environnemental		
		Scénario 1a		
Antilles	Electricité	994 MWh	179 teq CO2	2 563 MWh EP
	Besoins	7 097 MWh	25 kg CO2/MWh	0,36
RCU	Bois	31 781 MWh PCI	413 teq CO2	31 781 MWh EP
	FOL	1 003 MWh PCI	282 teq CO2	1 003 MWh EP
	FOD	356 MWh PCI	96 teq CO2	356 MWh EP
	Electricité	0 MWh	0 teq CO2	0 MWh EP
	Besoins	27 601 MWh	29 kg CO2/MWh	1,20
REI	Electricité	185 MWh	33 teq CO2	479 MWh EP
	Besoins	632 MWh	53 kg CO2/MWh	0,76
Global		35 330 MWh	28 kg CO2/MWh	1,02

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence optimisée.

TOTAL - Emissions GES



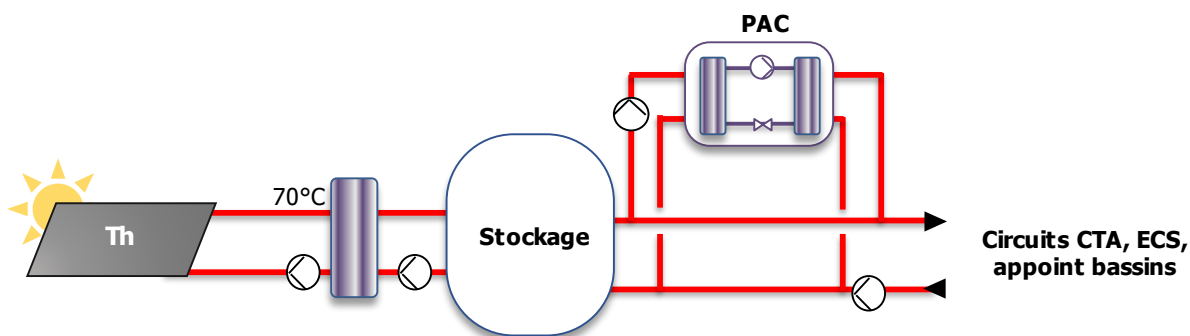
TOTAL - Energie Primaire



Les émissions de Gaz à effet de Serre sont inférieures à la référence optimisée (1 000 tCO2 contre 1 050) et l'énergie primaire consommée également (36,1 GWh EP contre 37,3).

6.6.4. Scénario 1b – Solaire thermique aux Antilles (maxi – stockage moyenne durée)

Le scénario 1b propose la mise en place de solaire thermique pour assurer une production de chaleur pour les Antilles avec l'objectif de pouvoir effacer au maximum le réseau de chaleur en fin d'été (septembre / octobre) ce qui nécessitera un stockage énergétique moyenne durée (avec relèvement PAC sur stockage).



6.6.4.1. Dimensionnement solaire thermique et stockage

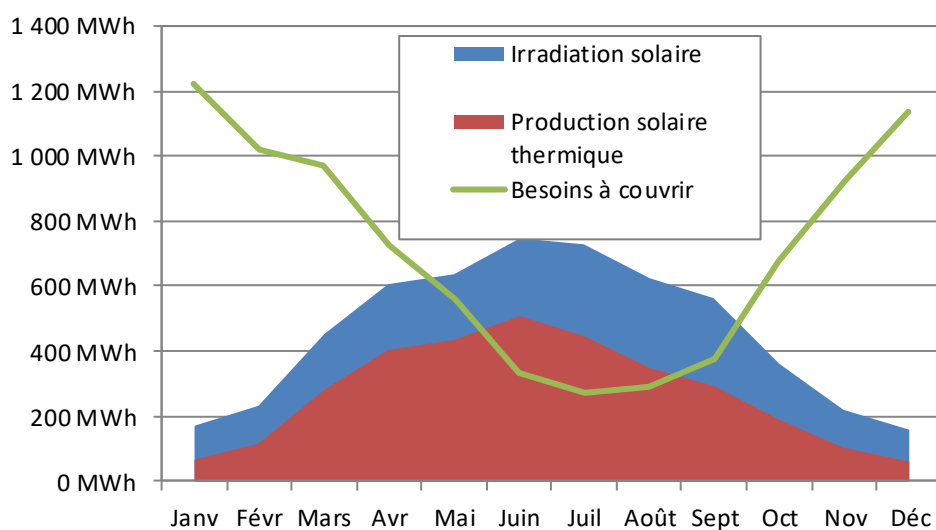
Pour assurer l'effacement optimal du réseau de chaleur en fin d'été (septembre/octobre) il faut prévoir la mise en place d'environ 3 000 m² de capteur solaire thermique associés à un stockage de 6 000 m³.

6.6.4.2. Bilan énergétique

Les Antilles

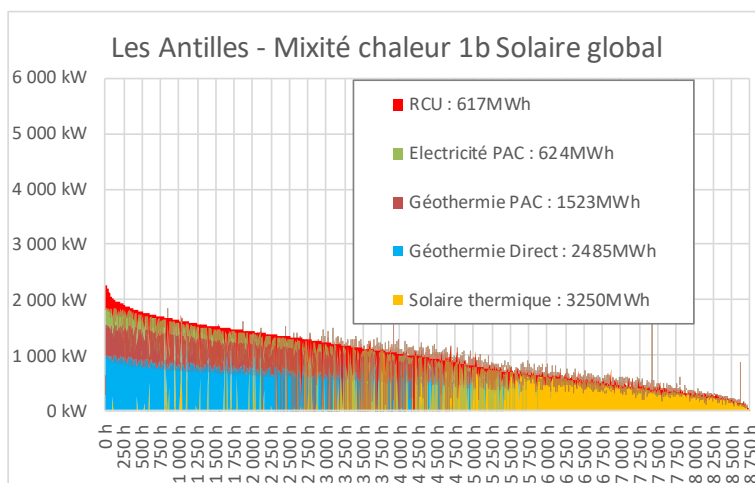
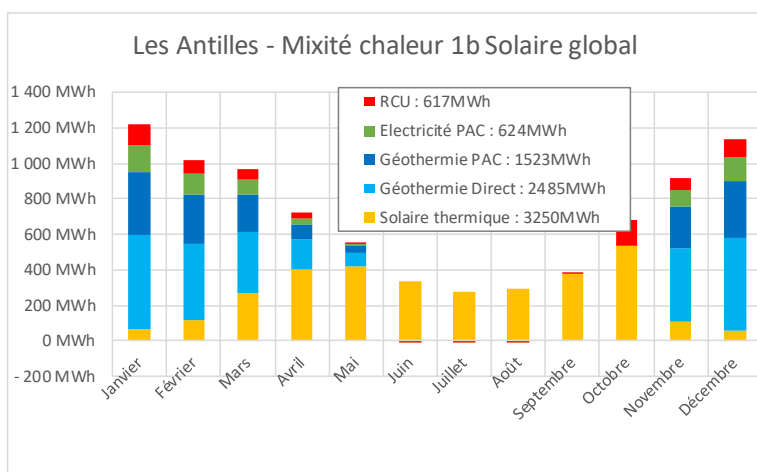
Le tableau et graphique ci-dessous présentent le bilan de production de champ de capteurs solaires pour ce scénario.

3000m ² de capteur orienté à 0° sud et incliné à 35°						
	Irradiation solaire	Production solaire thermique		Besoins à couvrir	Solaire Direct	Solaire via stockage
Janvier	169 MWh	66 MWh	38,9%	1 221 MWh	63 MWh	3 MWh
Février	234 MWh	118 MWh	50,3%	1 022 MWh	105 MWh	13 MWh
Mars	452 MWh	280 MWh	62,0%	970 MWh	145 MWh	123 MWh
Avril	605 MWh	406 MWh	67,0%	724 MWh	153 MWh	249 MWh
Mai	636 MWh	432 MWh	67,8%	559 MWh	118 MWh	301 MWh
Juin	746 MWh	505 MWh	67,7%	333 MWh	81 MWh	252 MWh
Juillet	726 MWh	446 MWh	61,4%	275 MWh	69 MWh	205 MWh
Août	626 MWh	347 MWh	55,4%	293 MWh	64 MWh	230 MWh
Septembre	561 MWh	295 MWh	52,5%	374 MWh	73 MWh	302 MWh
Octobre	361 MWh	192 MWh	53,3%	676 MWh	99 MWh	437 MWh
Novembre	218 MWh	105 MWh	48,3%	920 MWh	92 MWh	14 MWh
Décembre	160 MWh	59 MWh	36,9%	1 133 MWh	59 MWh	0 MWh
Total	5 494 MWh	3 250 MWh	59,1%	8 502 MWh	1 121 MWh	2 129 MWh



Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production des Antilles.

	Géothermie Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	Solaire thermique	RCU	TOTAL
Janvier	529 MWh	357 MWh	151 MWh	66 MWh	115 MWh	1 218 MWh
Février	426 MWh	279 MWh	117 MWh	118 MWh	83 MWh	1 023 MWh
Mars	348 MWh	208 MWh	83 MWh	269 MWh	62 MWh	970 MWh
Avril	166 MWh	86 MWh	32 MWh	403 MWh	37 MWh	724 MWh
Mai	80 MWh	35 MWh	12 MWh	418 MWh	11 MWh	558 MWh
Juin	0 MWh	0 MWh	0 MWh	333 MWh	0 MWh	333 MWh
Juillet	0 MWh	0 MWh	0 MWh	275 MWh	0 MWh	274 MWh
Août	0 MWh	0 MWh	0 MWh	293 MWh	0 MWh	293 MWh
Septembre	0 MWh	0 MWh	0 MWh	375 MWh	0 MWh	375 MWh
Octobre	1 MWh	0 MWh	0 MWh	535 MWh	141 MWh	677 MWh
Novembre	416 MWh	237 MWh	93 MWh	105 MWh	70 MWh	921 MWh
Décembre	519 MWh	320 MWh	137 MWh	59 MWh	99 MWh	1 133 MWh
	2 485 MWh	1 523 MWh	624 MWh	3 250 MWh	617 MWh	8 500 MWh
	29,2%	17,9%	7,3%	38,2%	7,3%	



La part de solaire thermique dans la mixité globale est de 38%.

Le solaire thermique couvre en période estivale (de Juin à Septembre) de 100% et une couverture en octobre de 80%.

La part de chaleur fournie par le réseau de chaleur est réduite de 1 400 MWh.

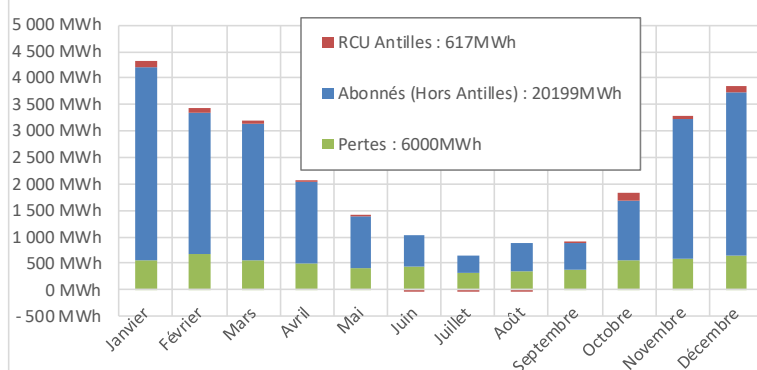
L'échange direct est réduit de 30%, tout comme la part PAC.

Réseau de chaleur

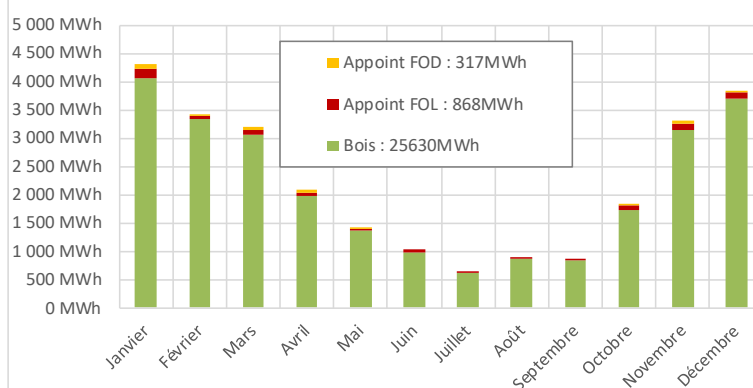
Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD
Janvier	3 654 MWh	115 MWh	544 MWh	4 313 MWh	4 069 MWh	163 MWh	81 MWh
Février	2 664 MWh	83 MWh	678 MWh	3 425 MWh	3 341 MWh	56 MWh	28 MWh
Mars	2 571 MWh	62 MWh	565 MWh	3 197 MWh	3 048 MWh	100 MWh	49 MWh
Avril	1 525 MWh	37 MWh	510 MWh	2 073 MWh	1 961 MWh	75 MWh	37 MWh
Mai	975 MWh	11 MWh	410 MWh	1 396 MWh	1 356 MWh	30 MWh	10 MWh
Juin	584 MWh	0 MWh	454 MWh	1 038 MWh	979 MWh	59 MWh	0 MWh
Juillet	320 MWh	0 MWh	321 MWh	642 MWh	617 MWh	25 MWh	0 MWh
Août	544 MWh	0 MWh	354 MWh	898 MWh	859 MWh	39 MWh	0 MWh
Septembre	503 MWh	0 MWh	373 MWh	876 MWh	836 MWh	40 MWh	0 MWh
Octobre	1 120 MWh	141 MWh	560 MWh	1 821 MWh	1 731 MWh	77 MWh	13 MWh
Novembre	2 638 MWh	70 MWh	587 MWh	3 294 MWh	3 129 MWh	111 MWh	55 MWh
Décembre	3 100 MWh	99 MWh	645 MWh	3 843 MWh	3 705 MWh	92 MWh	46 MWh
	20 199 MWh	617 MWh	6 000 MWh	26 816 MWh	25 630 MWh	868 MWh	317 MWh
	75,3%	2,3%	22,4%		95,6%	3,2%	1,2%

RCU- Répartition Besoins - REF OPTIM



RCU- Mixité chaleur REFERENCE OPTIM



La part des besoins des Antilles est abaissée à 600 MWh/an.

Le mix énergétique reste identique, avec une part à 95,6% de bois.

Ce scénario n'impactant pas le réseau d'eau industrielle, son bilan énergétique n'est pas présenté (référence optimisée).

6.6.4.3. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Production solaire thermique (avec stockage journalier uniquement) pour les Antilles :

Investissements Les Antilles	
1 - Suppr Raccordement PAC	3,0 k€ HT
2 - Surdim ECH récup rejets lagune	30,0 k€ HT
3 - Boucle à débit variable	20,0 k€ HT
4 - Suppr ECS par PAC	2,0 k€ HT
5 - Débit variable CTA	20,0 k€ HT
6 - Loi d'eau sur PACs	5,0 k€ HT
Centrale solaire (3 000 m ²)	1200,0 k€ HT
Stockage (6 000 m ³)	1300,0 k€ HT
TOTAL	2580,0 k€ HT
Subvention Solaire (23,1€/MWh ENR sur 20 ans)	1500,0 k€ HT

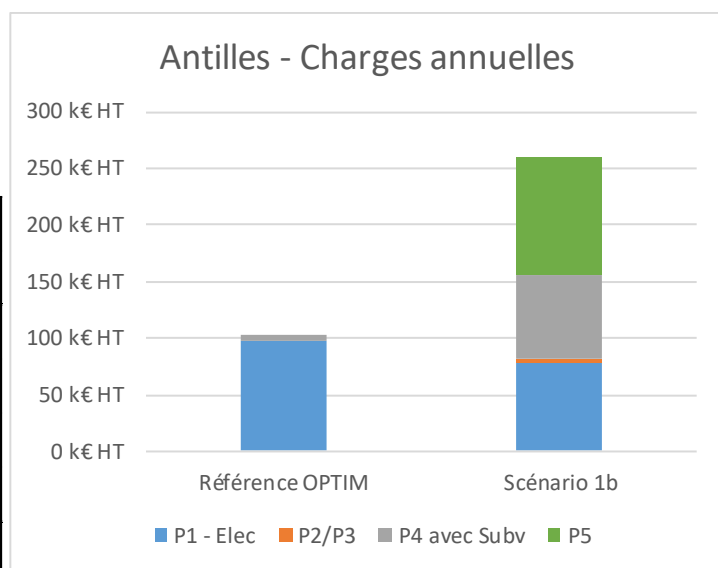
Une hypothèse de subvention sur les investissements solaire thermique à 60% des investissements (soit 24,9€/MWh sur 20 ans) a été considéré.

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique du scénario 1b.

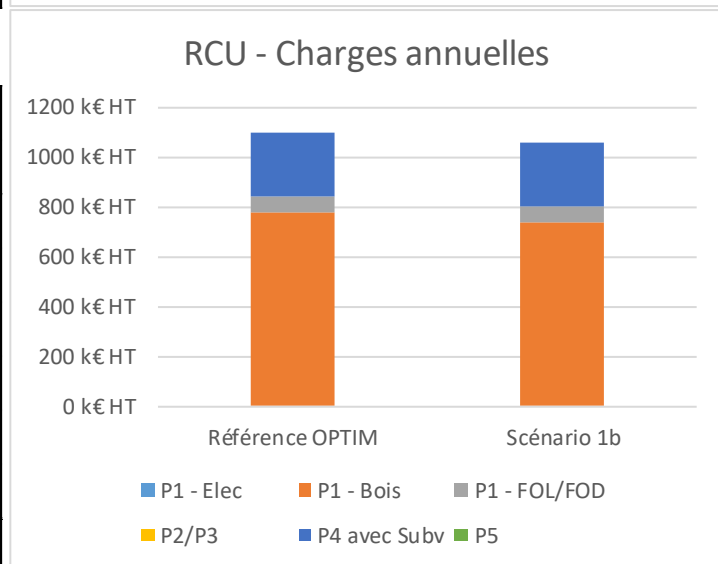
				Qté	Montant	Hypothèses	
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	121 MWh	10,9 k€ HT	COP de 30	
			Eté	12 MWh	0,9 k€ HT	COP de 20	
		Electricité PAC	Hiver	580 MWh	52,2 k€ HT	-	
			Eté	44 MWh	3,1 k€ HT		
		Electricité aux. PAC	Hiver	87 MWh	7,8 k€ HT	15% de élec PAC	
			Eté	7 MWh	0,5 k€ HT	15% de élec PAC	
		Electricité Solaire	Hiver	9 MWh	0,8 k€ HT	COP de 70	
			Eté	38 MWh	2,6 k€ HT	COP de 70	
		TOTAL P1			-	78,8 k€ HT	
		P2/P3	Forage LOMEGA				
	PAC et aux				-5,0 k€ HT	Réduite	
	Centrale Solaire				8,1 k€ HT		
	TOTAL P2/P3			-	3,1 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				165,5 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	165,5 k€ HT	
	P5	Amortissements Subvention				-96,2 k€ HT	
		TOTAL P5				-96,2 k€ HT	
	TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)				151,2 k€ HT		
					19,2 € HT/MWh		7882 MWh
Réseau de Chaleur	P1	Bois		30 880 MWh PCI	741,1 k€ HT	rend Bois 83%	
		FOL		965 MWh PCI	38,6 k€ HT	rend FOL 90%	
		FOD		353 MWh PCI	24,7 k€ HT	rend FOD 90%	
		TOTAL P1		-	804,4 k€ HT		
	P2/P3					-	Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				256,6 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	256,6 k€ HT	
	TOTAL charges RCU			1061,0 k€ HT			
				39,6 € HT/MWh		26816 MWh	
Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT		
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT		
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-	
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT		
		TOTAL P1			-	19,0 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI					Référence
		PAC et aux					Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				1,0 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	1,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI			20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid	
				31,6 € HT/MWh			
TOTAL charges				1232,2 k€ HT		35330 MWh	
				34,9 € HT/MWh		chaud et froid	

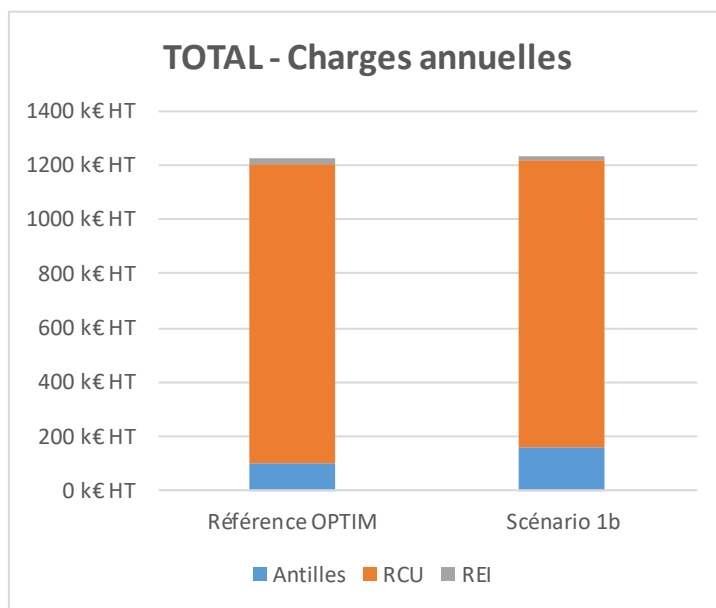
Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour les Antilles et le Réseau de chaleur (modifiés par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Scénario 1b
Antilles	P1 - Elec	98 k€ HT	79 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	3 k€ HT
	P4 avec Subv	5 k€ HT	69 k€ HT
	P5	0	96,2 k€ HT
	Total	103 k€ HT	151 k€ HT



		Référence OPTIM	Scénario 1b
RCU	P1 - Elec	0 k€ HT	0 k€ HT
	P1 - Bois	780 k€ HT	741 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	63 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	0 k€ HT
	P4 avec Subv	257 k€ HT	257 k€ HT
	P5	0 k€ HT	0 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	1061 k€ HT





La solution présente un bilan économique équivalent à la référence optimisée.

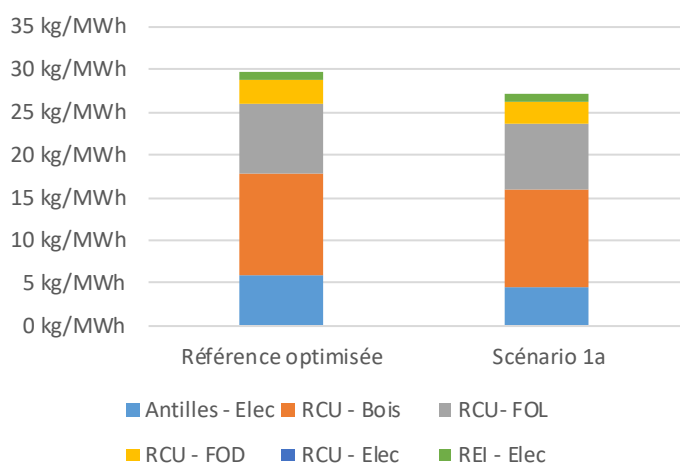
6.6.4.4. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario 1b.

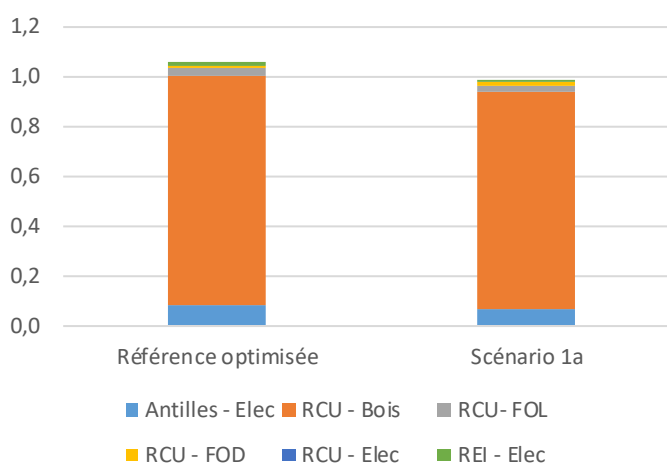
		Bilan Environnemental		
		Scénario 1a		
Antilles	Electricité	898 MWh	162 teq CO2	2 317 MWh EP
	Besoins	7 882 MWh	21 kg CO2/MWh	0,29
RCU	Bois	30 880 MWh PCI	401 teq CO2	30 880 MWh EP
	FOL	965 MWh PCI	271 teq CO2	965 MWh EP
	FOD	353 MWh PCI	95 teq CO2	353 MWh EP
	Electricité	0 MWh	0 teq CO2	0 MWh EP
	Besoins	26 816 MWh	29 kg CO2/MWh	1,20
REI	Electricité	185 MWh	33 teq CO2	479 MWh EP
	Besoins	632 MWh	53 kg CO2/MWh	0,76
Global		35 330 MWh	27 kg CO2/MWh	0,99

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence optimisée.

TOTAL - Emissions GES



TOTAL - Energie Primaire

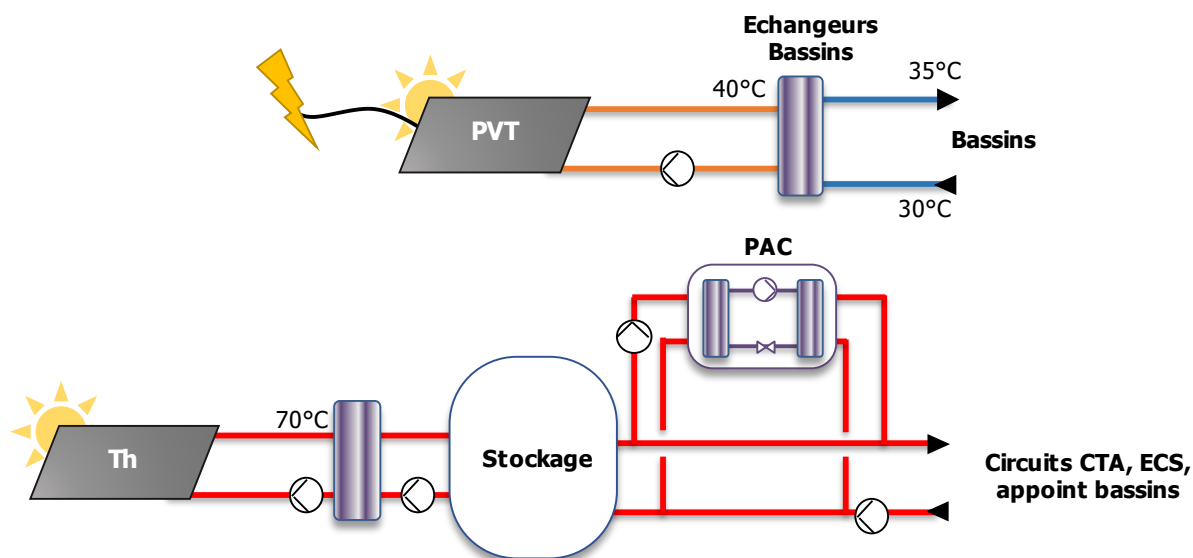


Les émissions de Gaz à effet de Serre sont inférieures à la référence optimisée (960 tCO2 contre 1 050) et l'énergie primaire consommée également (35 GWh EP contre 37,3).

6.6.5. Scénario 1c – Solaire thermique aux Antilles avec base en PVT(maxi – stockage moyenne durée)

Le scénario 1c propose une solution équivalente au scénario 1b (avec la mise en place de solaire thermique pour assurer une production de chaleur pour les Antilles avec l'objectif de pouvoir effacer au maximum le réseau de chaleur en fin d'été (septembre / octobre) ce qui nécessitera un stockage énergétique moyenne durée (avec relève PAC sur stockage)) mais aussi en complément, base pour les bassins, des capteurs solaire hybrides permettant de produire de l'électricité et de l'eau chaude (à une température réduite).

L'électricité produite sera autoconsommée aux Antilles.



6.6.5.1. Dimensionnement solaire thermique et stockage

Pour les besoins des bassins à très basse température (entre 35 et 40°C), une surface de capteur PVT d'environ 1 000 m² peut être envisagée.

En complément et pour assurer l'effacement optimal du réseau de chaleur en fin d'été (septembre/octobre) **il faut prévoir la mise en place d'environ 2 500 m² de capteur solaire thermique associés à un stockage de 6 000 m³.**

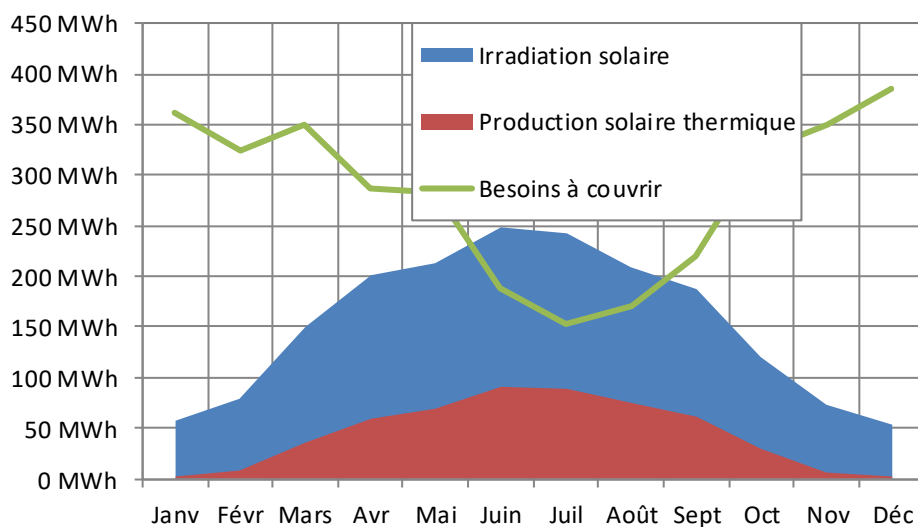
6.6.5.2. Bilan énergétique

Les Antilles

Le tableau et graphique ci-dessous présentent le bilan de production de champ de capteurs solaires pour ce scénario.

- Capteurs PVT

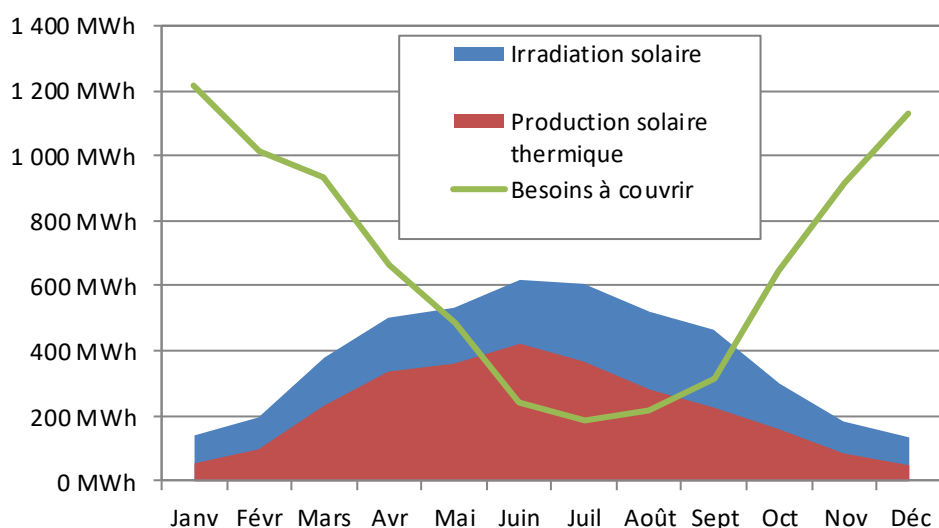
1000m ² de capteur orienté à 0° sud et incliné à 35°				
	Irradiation solaire	Production solaire thermique		Besoins à couvrir
Janvier	56 MWh	3 MWh	4,8%	362 MWh
Février	78 MWh	8 MWh	9,7%	324 MWh
Mars	151 MWh	36 MWh	24,0%	350 MWh
Avril	202 MWh	58 MWh	28,9%	288 MWh
Mai	212 MWh	69 MWh	32,4%	282 MWh
Juin	249 MWh	91 MWh	36,5%	188 MWh
Juillet	242 MWh	89 MWh	36,9%	153 MWh
Août	209 MWh	75 MWh	35,9%	171 MWh
Septembre	187 MWh	60 MWh	32,3%	220 MWh
Octobre	120 MWh	29 MWh	23,9%	324 MWh
Novembre	73 MWh	6 MWh	8,8%	349 MWh
Décembre	53 MWh	1 MWh	2,1%	386 MWh
Total	1 831 MWh	525 MWh	28,7%	3 397 MWh



La quantité d'électricité produite est estimée à 311 MWh/an

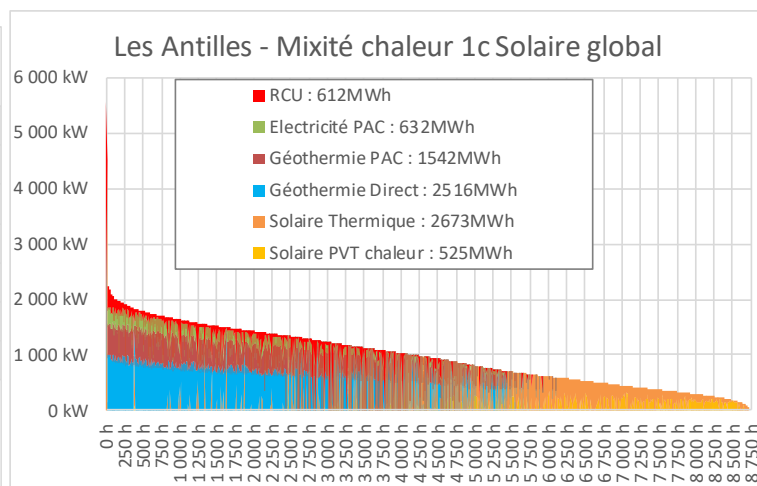
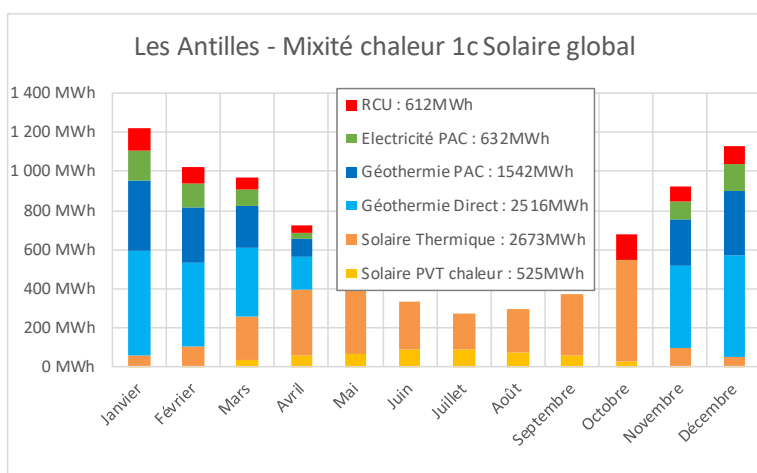
- Capteurs thermiques haute performance

2500m ² de capteur orienté à 0° sud et incliné à 35°						
	Irradiation solaire	Production solaire thermique		Besoins à couvrir	Solaire Direct	Solaire via stockage
Janvier	141 MWh	55 MWh	38,9%	1 214 MWh	52 MWh	3 MWh
Février	195 MWh	98 MWh	50,3%	1 015 MWh	85 MWh	13 MWh
Mars	377 MWh	233 MWh	62,0%	934 MWh	105 MWh	116 MWh
Avril	504 MWh	338 MWh	67,1%	666 MWh	105 MWh	230 MWh
Mai	530 MWh	360 MWh	67,8%	489 MWh	71 MWh	275 MWh
Juin	621 MWh	421 MWh	67,7%	243 MWh	41 MWh	202 MWh
Juillet	605 MWh	369 MWh	61,0%	185 MWh	34 MWh	151 MWh
Août	522 MWh	281 MWh	53,9%	218 MWh	29 MWh	190 MWh
Septembre	468 MWh	223 MWh	47,7%	314 MWh	35 MWh	279 MWh
Octobre	300 MWh	158 MWh	52,5%	648 MWh	65 MWh	454 MWh
Novembre	182 MWh	88 MWh	48,3%	914 MWh	75 MWh	13 MWh
Décembre	134 MWh	49 MWh	36,9%	1 132 MWh	49 MWh	1 MWh
Total	4 579 MWh	2 673 MWh	58,4%	7 973 MWh	745 MWh	1 927 MWh



Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production des Antilles.

	Géothermie Direct	Géothermie PAC	Electricité PAC	Solaire PVT chaleur	Solaire Thermique	RCU	TOTAL
Janvier	534 MWh	360 MWh	152 MWh	3 MWh	55 MWh	114 MWh	1 218 MWh
Février	429 MWh	282 MWh	118 MWh	8 MWh	98 MWh	88 MWh	1 023 MWh
Mars	354 MWh	212 MWh	84 MWh	36 MWh	222 MWh	62 MWh	970 MWh
Avril	172 MWh	89 MWh	33 MWh	58 MWh	336 MWh	36 MWh	724 MWh
Mai	82 MWh	36 MWh	13 MWh	69 MWh	346 MWh	13 MWh	558 MWh
Juin	0 MWh	0 MWh	0 MWh	91 MWh	242 MWh	0 MWh	333 MWh
Juillet	0 MWh	0 MWh	0 MWh	89 MWh	185 MWh	0 MWh	274 MWh
Août	0 MWh	0 MWh	0 MWh	75 MWh	218 MWh	0 MWh	293 MWh
Septembre	0 MWh	0 MWh	0 MWh	60 MWh	315 MWh	0 MWh	375 MWh
Octobre	1 MWh	0 MWh	0 MWh	29 MWh	519 MWh	129 MWh	677 MWh
Novembre	420 MWh	239 MWh	94 MWh	6 MWh	88 MWh	74 MWh	921 MWh
Décembre	524 MWh	324 MWh	138 MWh	1 MWh	49 MWh	97 MWh	1 133 MWh
	2 516 MWh	1 542 MWh	632 MWh	525 MWh	2 673 MWh	612 MWh	8 500 MWh
	29,6%	18,1%	7,4%	6,2%	31,4%	7,2%	



La part de solaire thermique dans la mixité globale est de 37%.

Le solaire thermique couvre en période estivale (de Juin à Septembre) de 100% et une couverture en octobre de 80%.

La part de chaleur fournie par le réseau de chaleur est réduite de 1 400 MWh.

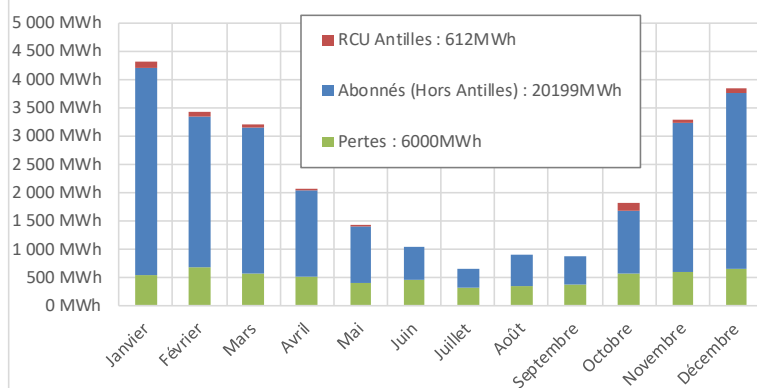
L'échange direct est réduit de 30%, tout comme la part PAC.

Réseau de chaleur

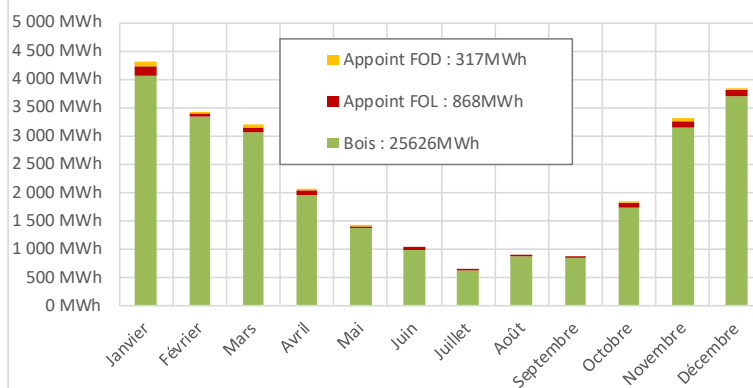
Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD
Janvier	3 654 MWh	114 MWh	544 MWh	4 312 MWh	4 068 MWh	164 MWh	81 MWh
Février	2 664 MWh	88 MWh	678 MWh	3 430 MWh	3 346 MWh	56 MWh	28 MWh
Mars	2 571 MWh	62 MWh	565 MWh	3 197 MWh	3 048 MWh	100 MWh	49 MWh
Avril	1 525 MWh	36 MWh	510 MWh	2 071 MWh	1 960 MWh	75 MWh	37 MWh
Mai	975 MWh	13 MWh	410 MWh	1 398 MWh	1 358 MWh	30 MWh	10 MWh
Juin	584 MWh	0 MWh	454 MWh	1 038 MWh	979 MWh	59 MWh	0 MWh
Juillet	320 MWh	0 MWh	321 MWh	642 MWh	617 MWh	25 MWh	0 MWh
Août	544 MWh	0 MWh	354 MWh	898 MWh	859 MWh	39 MWh	0 MWh
Septembre	503 MWh	0 MWh	373 MWh	876 MWh	836 MWh	40 MWh	0 MWh
Octobre	1 120 MWh	129 MWh	560 MWh	1 809 MWh	1 719 MWh	77 MWh	13 MWh
Novembre	2 638 MWh	74 MWh	587 MWh	3 298 MWh	3 133 MWh	111 MWh	54 MWh
Décembre	3 100 MWh	97 MWh	645 MWh	3 842 MWh	3 704 MWh	92 MWh	46 MWh
	20 199 MWh	612 MWh	6 000 MWh	26 811 MWh	25 626 MWh	868 MWh	317 MWh
	75,3%	2,3%	22,4%		95,6%	3,2%	1,2%

RCU- Répartition Besoins - Scénario 1c



RCU- Mixité chaleur Scénario 1c



La part des besoins des Antilles est abaissée à 600 MWh/an.

Le mix énergétique reste identique, avec une part à 95,6% de bois.

Ce scénario n'impactant pas le réseau d'eau industrielle, son bilan énergétique n'est pas présenté (référence optimisée).

6.6.5.3. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Production solaire thermique (avec stockage journalier uniquement) pour les Antilles :

Investissements Les Antilles	
1 - Suppr Raccordement PAC	3,0 k€ HT
2 - Surdim ECH récup rejets lagune	30,0 k€ HT
3 - Boucle à débit variable	20,0 k€ HT
4 - Suppr ECS par PAC	2,0 k€ HT
5 - Débit variable CTA	20,0 k€ HT
6 - Loi d'eau sur PACs	5,0 k€ HT
Centrale solaire (3 000 m ²)	1200,0 k€ HT
Stockage (6 000 m ³)	1500,0 k€ HT
TOTAL	2780,0 k€ HT
Subvention Solaire (24,9€/MWh ENR sur 20 ans)	1620,0 k€ HT

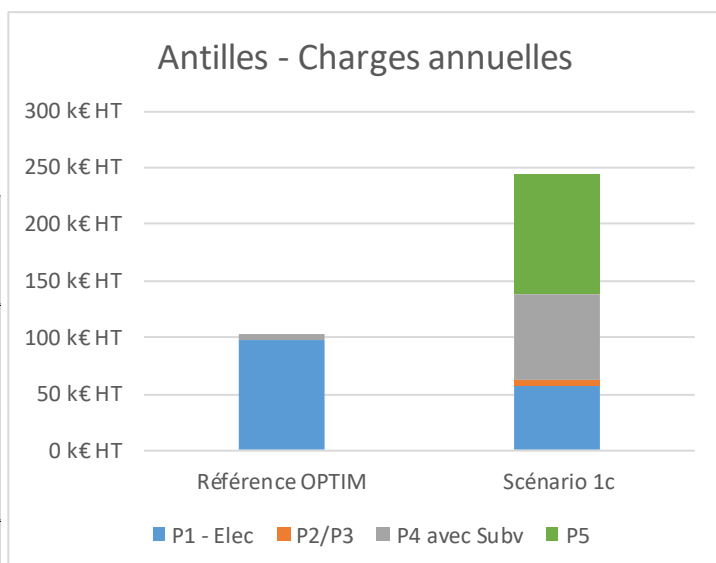
Une hypothèse de subvention sur les investissements solaire thermique à 60% des investissements (soit 24,9€/MWh sur 20 ans) a été considéré.

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique du scénario 1c.

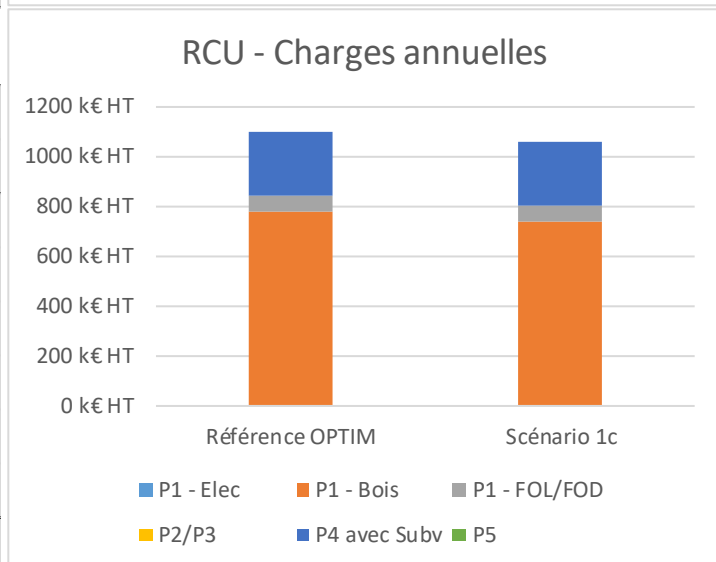
				Qté	Montant	Hypothèses	
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	123 MWh	11,0 k€ HT	COP de 30	
			Eté	13 MWh	0,9 k€ HT	COP de 20	
		Electricité PAC	Hiver	586 MWh	52,8 k€ HT	-	
			Eté	45 MWh	3,2 k€ HT		
		Electricité aux. PAC	Hiver	88 MWh	7,9 k€ HT	15% de élec PAC	
			Eté	7 MWh	0,5 k€ HT	15% de élec PAC	
		Electricité Solaire	Hiver	8 MWh	0,7 k€ HT	COP de 70	
			Eté	38 MWh	2,6 k€ HT	COP de 70	
		Electricité produite par PVT	Hiver	-32 MWh	-2,9 k€ HT	Rend 17%	
			Eté	-279 MWh	-19,5 k€ HT		
		TOTAL P1			-	57,2 k€ HT	
	P2/P3	Forage LOMEGA					Idem Référence
		PAC et aux				-5,0 k€ HT	Réduite
		Centrale Solaire				9,6 k€ HT	
		TOTAL P2/P3			-	4,6 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				181,5 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	181,5 k€ HT	
	P5	Amortissements Subvention				-105,8 k€ HT	
		TOTAL P5				-105,8 k€ HT	
	TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)				137,5 k€ HT		
					17,4 € HT/MWh		7887 MWh
Réseau de Chaleur	P1	Bois		30 875 MWh PCI	741,0 k€ HT	rend Bois 83%	
		FOL		964 MWh PCI	38,6 k€ HT	rend FOL 90%	
		FOD		353 MWh PCI	24,7 k€ HT	rend FOD 90%	
		TOTAL P1		-	804,2 k€ HT		
	P2/P3				-	Référence	
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			256,6 k€ HT	2,5% / 20ans	
		TOTAL P4		-	256,6 k€ HT		
	TOTAL charges RCU				1060,8 k€ HT		
					39,6 € HT/MWh		26811 MWh
Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT		
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT		
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-	
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT		
		TOTAL P1		-	19,0 k€ HT		
	P2/P3	Forages / REI				Référence	
		PAC et aux				Référence	
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			1,0 k€ HT	2,5% / 20ans	
		TOTAL P4		-	1,0 k€ HT		
	TOTAL charges REI				20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid
					31,6 € HT/MWh		
TOTAL charges				1218,3 k€ HT		35330 MWh chaud et froid	
				34,5 € HT/MWh			

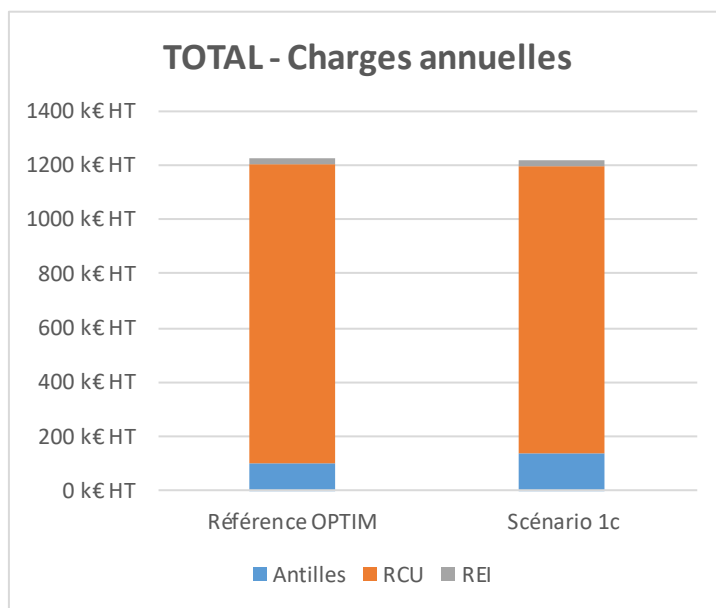
Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour les Antilles et le Réseau de chaleur (modifiés par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Scénario 1c
Antilles	P1 - Elec	98 k€ HT	57 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	5 k€ HT
	P4 avec Subv	5 k€ HT	76 k€ HT
	P5	0	105,8 k€ HT
	Total	103 k€ HT	138 k€ HT



		Référence OPTIM	Scénario 1c
RCU	P1 - Elec	0 k€ HT	0 k€ HT
	P1 - Bois	780 k€ HT	741 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	63 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	0 k€ HT
	P4 avec Subv	257 k€ HT	257 k€ HT
	P5	0 k€ HT	0 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	1061 k€ HT





La solution présente un bilan économique équivalent à la référence optimisée.

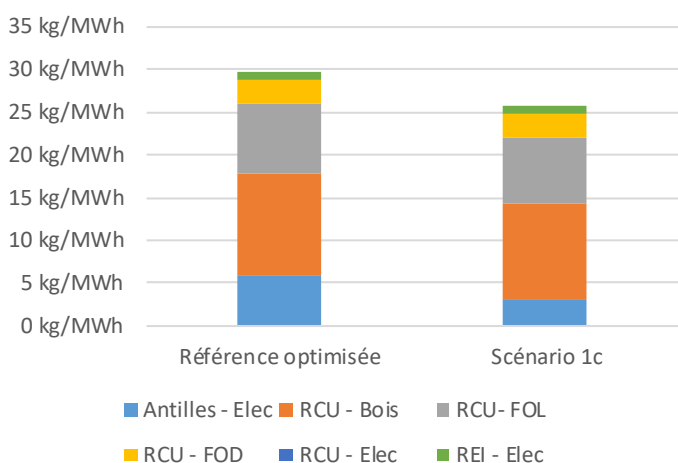
6.6.5.4. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario 1c.

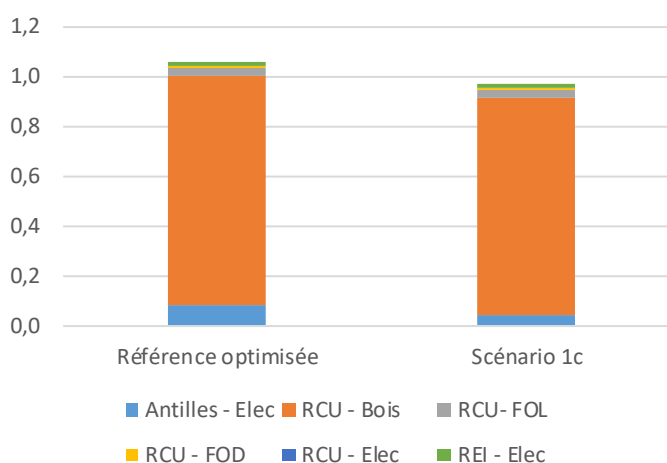
		Bilan Environnemental		
		Scénario 1c		
Antilles	Electricité	597 MWh	107 teq CO2	1 539 MWh EP
	Besoins	7 887 MWh	14 kg CO2/MWh	0,20
RCU	Bois	30 875 MWh PCI	401 teq CO2	30 875 MWh EP
	FOL	964 MWh PCI	271 teq CO2	964 MWh EP
	FOD	353 MWh PCI	95 teq CO2	353 MWh EP
	Electricité	0 MWh	0 teq CO2	0 MWh EP
	Besoins	26 811 MWh	29 kg CO2/MWh	1,20
REI	Electricité	185 MWh	33 teq CO2	479 MWh EP
	Besoins	632 MWh	53 kg CO2/MWh	0,76
Global		35 330 MWh	26 kg CO2/MWh	0,97

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence optimisée.

TOTAL - Emissions GES



TOTAL - Energie Primaire



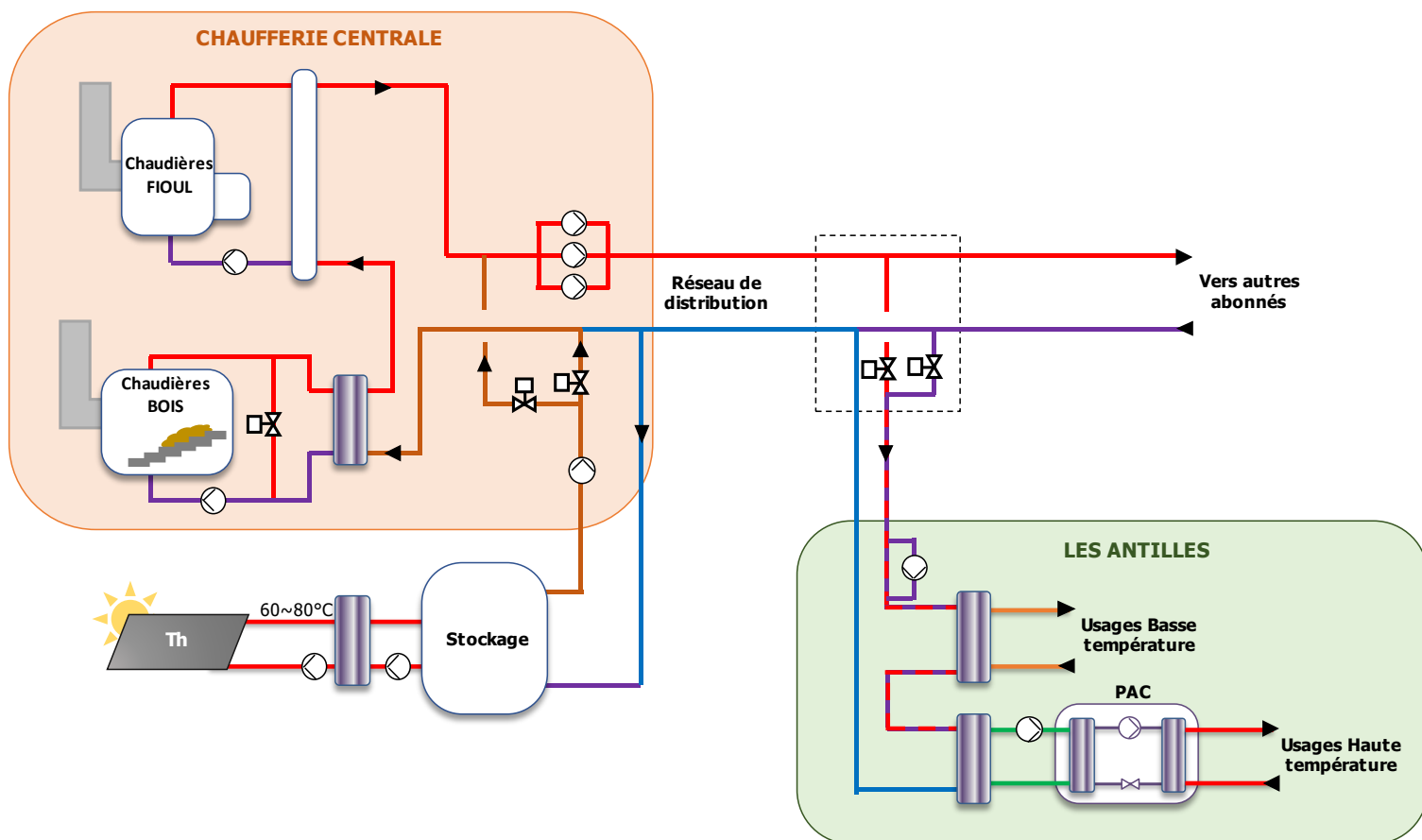
Les émissions de Gaz à effet de Serre sont inférieures à la référence optimisée (900 tCO2 contre 1 050) et l'énergie primaire consommée également (34,2 GWh EP contre 37,3).

6.7. Scénario 2 – Installation solaire thermique pour le réseau de chaleur

Dans ce scénario, nous allons étudier la mise en place d'une installation solaire thermique pour assurer les besoins de chaleur estivaux du réseau de chaleur (intégrant les Antilles + développements).

Les solutions solaires thermiques étudiées seront :

- **2a** - Solaire thermique avec stockage journalier pour base des besoins de chaleur du réseau de chaleur + chaudières Bois + chaudières Fioul
- **2b** - Solaire thermique avec stockage important pour couvrir la quasi-totalité des besoins de chaleur du réseau en été + chaudières Bois + chaudières Fioul



6.7.1. Description technique

Dans cette solution, le solaire thermique est installé sur le réseau de chaleur, soit directement raccordé en chaufferie Centrale ou en retour sur le réseau principal (entre Les Antilles et la Centrale Heurtebize.

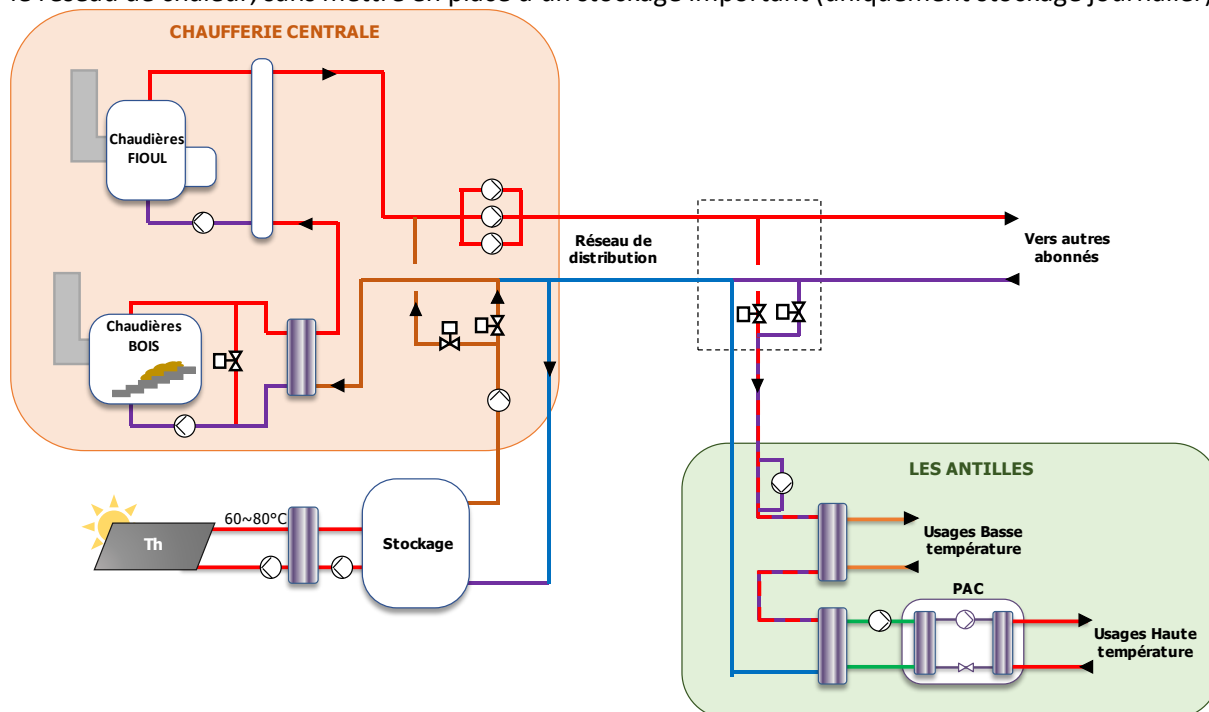
Compte-tenu des régimes de températures, seuls les capteurs haute performances sont intégrés (pas de compatibilité avec les capteurs PVT).

Le raccordement sur le réseau de chaleur devra s'accompagner d'actions d'améliorations des températures de fonctionnement du réseau :

- Abaissement de la température de départ (possible avec le remplacement d'une partie du réseau qui va limiter les pertes thermiques)
- Abaissement de la température de retour :
 - Actions sur les sous-stations :
 - Optimisations des lois d'eau,
 - Amélioration éventuelle des échangeurs
 - Pilotage du débit primaire
 - Actions aux Antilles :
 - un raccordement en retour/retour des Antilles sur le réseau de chaleur sera étudié avec relève par les PAC existantes pour les usages Haute Température (ECS, appoint CTA).
 - Actions en centrale :
 - Pilotage des pompes réseaux en débit variable optimisé
 - Modification éventuelle du découplage des chaudière bois (pour garantir une température d'entrée d'eau suffisante malgré des retours réseau plus froids).

6.7.2. Scénario 2a – Solaire thermique sur RCU avec stockage minimal

Le scénario 2a propose la mise en place de solaire thermique pour assurer une production de base sur le réseau de chaleur, sans mettre en place d'un stockage important (uniquement stockage journalier).



6.7.2.1. Dimensionnement solaire thermique

Pour assurer une base des besoins du RCU en été par le solaire thermique, 3 000 m² de capteurs solaires sont nécessaire.

Cette surface est équivalente à la surface nécessaire pour effacer au maximum le RCU en période d'arrêt de la géothermie sur les Antilles.

Raccordée au niveau du RCU, cette centrale solaire nécessitera un stockage thermique de 400 m³ peuvent être proposés.

Pour rappel, si la centrale de 3 000 m² est raccordée aux Antilles il faut un stockage d'environ 6 000 m³.

Pour installer les 3 000 m² de capteurs, il faut prévoir un foncier disponible d'environ 6000 à 8000 m².

Les capteurs pourraient être installés sur l'un des terrains pré identifiés.

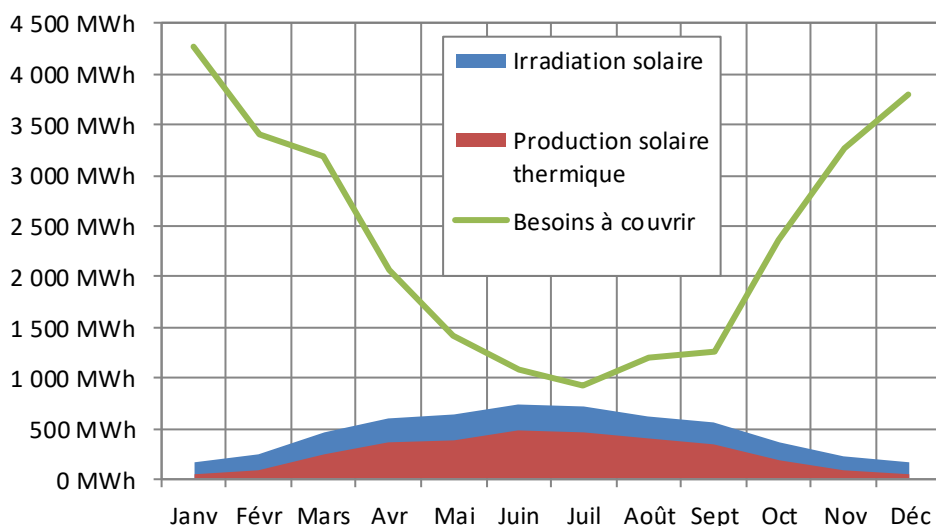


6.7.2.2. Bilan énergétique

Le bilan énergétique est présenté pour la centrale Heurtebize. Les autres installations correspondant à la référence optimisée.

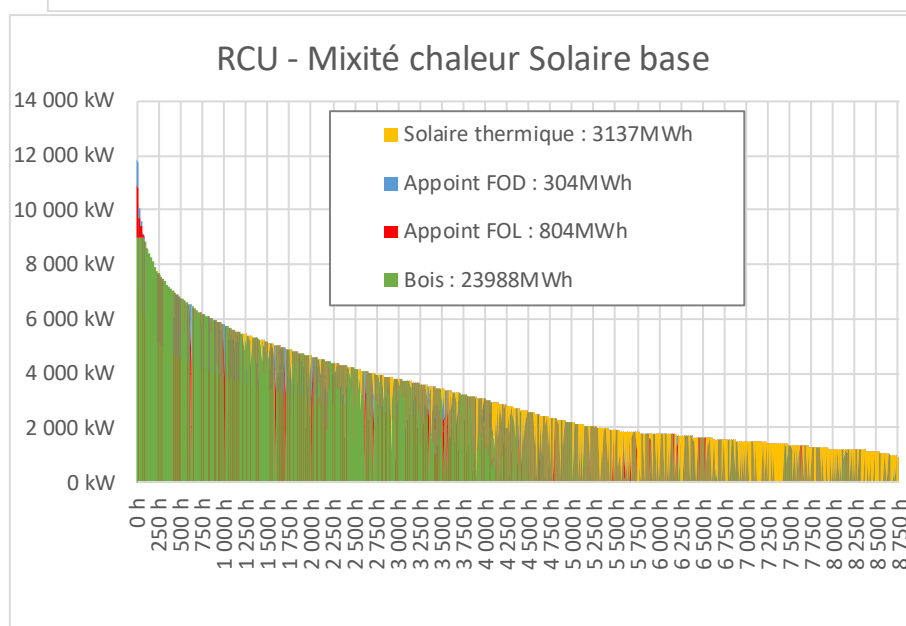
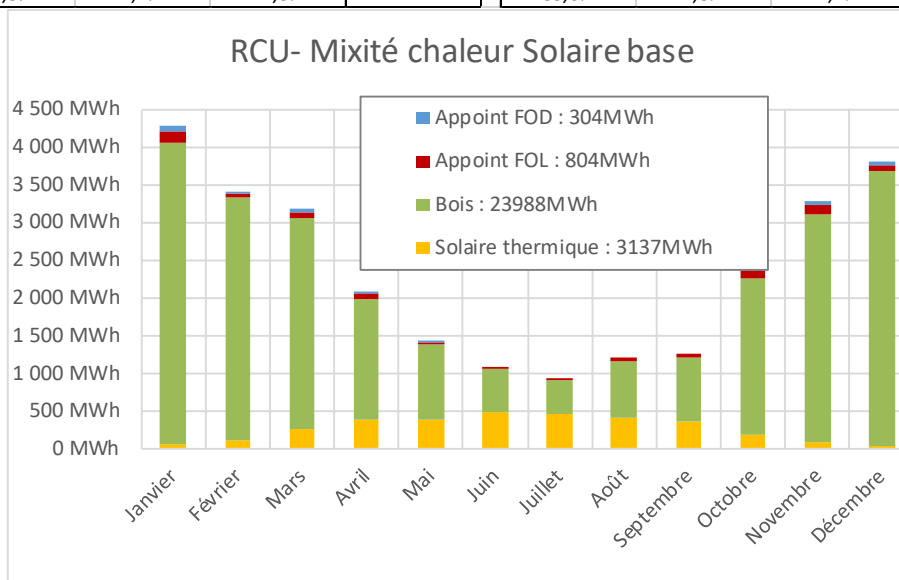
Le tableau et graphique ci-dessous présentent le bilan de production de champ de capteurs solaires pour ce scénario.

3000m ² de capteur orienté à 0° sud et incliné à 35°						
	Irradiation solaire	Production solaire thermique		Besoins à couvrir	Solaire Direct	Solaire via stockage
Janvier	169 MWh	46 MWh	27,3%	4 280 MWh	46 MWh	0 MWh
Février	234 MWh	94 MWh	40,2%	3 400 MWh	94 MWh	0 MWh
Mars	452 MWh	247 MWh	54,6%	3 186 MWh	218 MWh	29 MWh
Avril	605 MWh	369 MWh	61,0%	2 076 MWh	308 MWh	61 MWh
Mai	636 MWh	390 MWh	61,2%	1 420 MWh	220 MWh	169 MWh
Juin	746 MWh	482 MWh	64,6%	1 074 MWh	273 MWh	209 MWh
Juillet	726 MWh	464 MWh	64,0%	917 MWh	236 MWh	229 MWh
Août	626 MWh	393 MWh	62,7%	1 191 MWh	265 MWh	128 MWh
Septembre	561 MWh	344 MWh	61,3%	1 251 MWh	248 MWh	96 MWh
Octobre	361 MWh	187 MWh	51,8%	2 355 MWh	175 MWh	12 MWh
Novembre	218 MWh	81 MWh	37,3%	3 270 MWh	81 MWh	0 MWh
Décembre	160 MWh	39 MWh	24,6%	3 807 MWh	39 MWh	0 MWh
Total	5 494 MWh	3 137 MWh	57,1%	28 227 MWh	2 204 MWh	932 MWh



Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production du réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD	Solaire thermique
Janvier	3 654 MWh	86 MWh	544 MWh	4 284 MWh	3 998 MWh	160 MWh	79 MWh	46 MWh
Février	2 664 MWh	58 MWh	678 MWh	3 400 MWh	3 226 MWh	54 MWh	26 MWh	94 MWh
Mars	2 571 MWh	50 MWh	565 MWh	3 185 MWh	2 797 MWh	95 MWh	47 MWh	247 MWh
Avril	1 525 MWh	41 MWh	510 MWh	2 077 MWh	1 616 MWh	61 MWh	30 MWh	369 MWh
Mai	975 MWh	33 MWh	410 MWh	1 418 MWh	996 MWh	24 MWh	8 MWh	390 MWh
Juin	584 MWh	36 MWh	454 MWh	1 074 MWh	563 MWh	30 MWh	0 MWh	482 MWh
Juillet	320 MWh	274 MWh	321 MWh	916 MWh	441 MWh	10 MWh	0 MWh	464 MWh
Août	544 MWh	293 MWh	354 MWh	1 191 MWh	766 MWh	32 MWh	0 MWh	393 MWh
Septembre	503 MWh	375 MWh	373 MWh	1 251 MWh	862 MWh	45 MWh	0 MWh	344 MWh
Octobre	1 120 MWh	676 MWh	560 MWh	2 356 MWh	2 061 MWh	94 MWh	15 MWh	187 MWh
Novembre	2 638 MWh	48 MWh	587 MWh	3 273 MWh	3 031 MWh	108 MWh	53 MWh	81 MWh
Décembre	3 100 MWh	62 MWh	645 MWh	3 806 MWh	3 630 MWh	92 MWh	45 MWh	39 MWh
	20 199 MWh	2 033 MWh	6 000 MWh	28 231 MWh	23 988 MWh	804 MWh	304 MWh	3 137 MWh
	71,5%	7,2%	21,3%		85,0%	2,8%	1,1%	11,1%



Le solaire thermique permet de fournir 3 100 MWh soit 11% des besoins du réseau.

6.7.2.3. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Production solaire thermique (avec stockage journalier uniquement) pour le réseau de chaleur :

Investissements RCU	
Remplacement 5 km réseau	4000 k€ HT
Centrale solaire (3000 m ²)	1200,0 k€ HT
Stockage (400 m ³)	200,0 k€ HT
TOTAL	5400,0 k€ HT
Subvention Solaire (15,7€/MWh ENR sur 20 ans)	980,0 k€ HT

Une hypothèse de subvention sur les investissements solaire thermique à 70% des investissements (soit 15,7/MWh sur 20 ans) a été considéré.

Le taux est plus élevé car ce scénario apporte une optimisation forte des investissements par rapport au scénario 1b.

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique du scénario 2a.

				Qté	Montant	Hypothèses
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	143 MWh	12,9 k€ HT	COP de 30
			Eté	45 MWh	3,2 k€ HT	COP de 20
		Electricité PAC	Hiver	677 MWh	60,9 k€ HT	-
			Eté	152 MWh	10,6 k€ HT	
		Electricité aux. PAC	Hiver	102 MWh	9,1 k€ HT	15% de élec PAC
			Eté	23 MWh	1,6 k€ HT	15% de élec PAC
		TOTAL P1			-	98,3 k€ HT
	P2/P3	Forage LOMEGA				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			5,1 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	5,1 k€ HT	
TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)			103,4 k€ HT			
			16,0 € HT/MWh		6467 MWh	

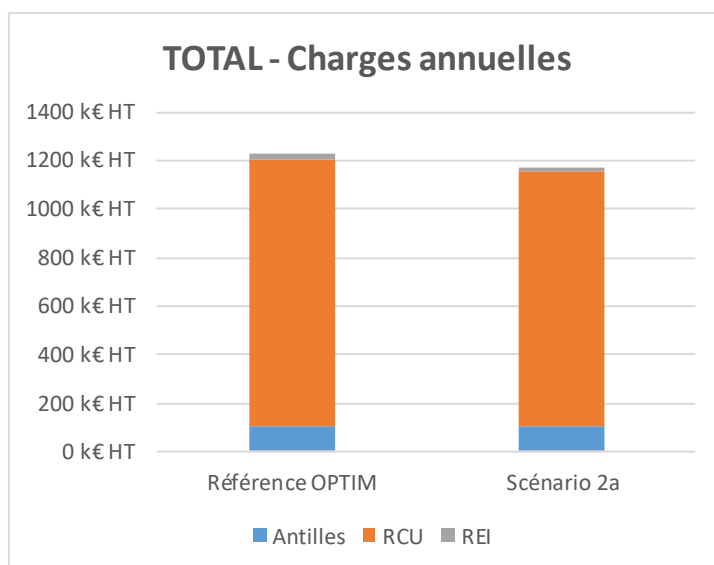
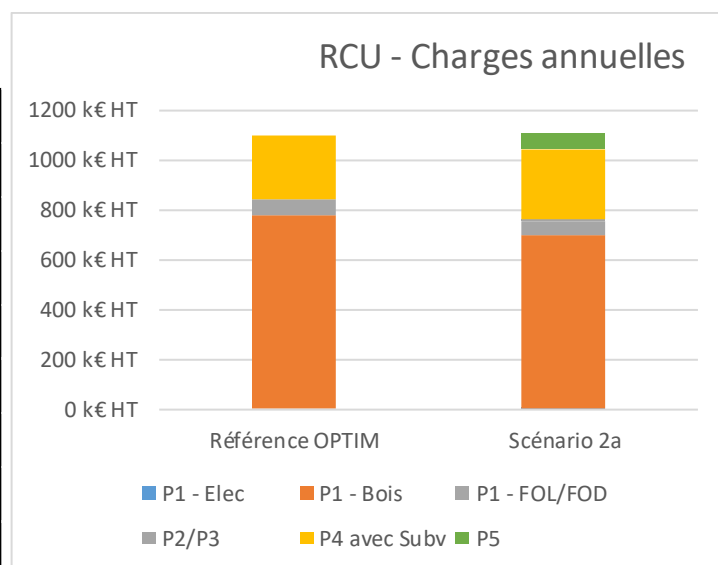
Réseau de Chaleur	P1	Bois		28 901 MWh PCI	693,6 k€ HT	rend Bois 83%
		FOL		893 MWh PCI	35,7 k€ HT	rend FOL 90%
		FOD		337 MWh PCI	23,6 k€ HT	rend FOD 90%
		Electricité Solaire	Hiver	10 MWh	0,9 k€ HT	COP de 70
			Eté	35 MWh	2,4 k€ HT	COP de 70
		TOTAL P1		-	756,3 k€ HT	
	P2/P3	-				Référence
		Chaufferies bois				Pas de réduction
		Centrale Solaire			7,8 k€ HT	
		TOTAL P2/P3		-	7,8 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			346,4 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	346,4 k€ HT	
	P5	Amortissements Subvention			-62,9 k€ HT	
		TOTAL P5			-62,9 k€ HT	
	TOTAL charges RCU			1047,6 k€ HT		
				37,1 € HT/MWh		28231 MWh

Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT	
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT	
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT	
		TOTAL P1			-	19,0 k€ HT
	P2/P3	Forages / REI				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			1,0 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	1,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI			20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid
			31,6 € HT/MWh			

TOTAL charges				1171,0 k€ HT		35330 MWh chaud et froid
				33,1 € HT/MWh		

Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour le Réseau de chaleur (modifié par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Scénario 2a
RCU	P1 - Elec	0 k€ HT	3,3 k€ HT
	P1 - Bois	780 k€ HT	693,6 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	59,3 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	7,8 k€ HT
	P4 avec Subv	257 k€ HT	283,5 k€ HT
	P5	0 k€ HT	62,9 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	1047,6 k€ HT



La solution présente un bilan économique plus favorable que la référence optimisée (1 170 k€/an contre 1 230)

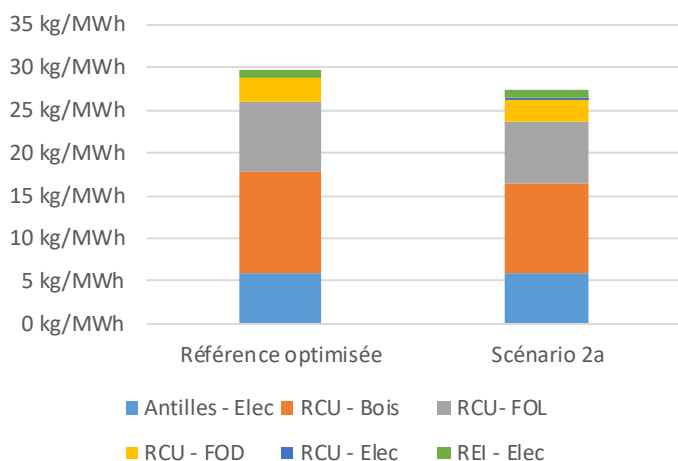
6.7.2.4. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario 2a.

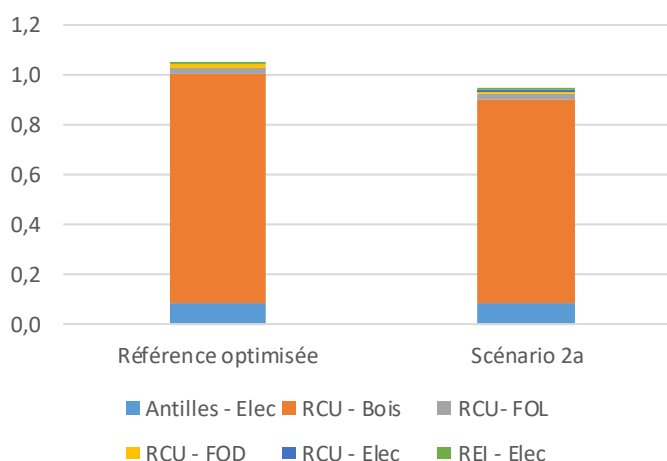
		Bilan Environnemental		
		Scénario 2a		
Antilles	Electricité	1 141 MWh	205 teq CO2	2 943 MWh EP
	Besoins	6 467 MWh	32 kg CO2/MWh	0,46
RCU	Bois	28 901 MWh PCI	376 teq CO2	28 901 MWh EP
	FOL	893 MWh PCI	251 teq CO2	893 MWh EP
	FOD	337 MWh PCI	91 teq CO2	337 MWh EP
	Electricité	45 MWh	8 teq CO2	116 MWh EP
	Besoins	28 231 MWh	26 kg CO2/MWh	1,07
REI	Electricité	185 MWh	33 teq CO2	479 MWh EP
	Besoins	632 MWh	53 kg CO2/MWh	0,76
Global		35 330 MWh	27 kg CO2/MWh	0,95

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence optimisée.

TOTAL - Emissions GES



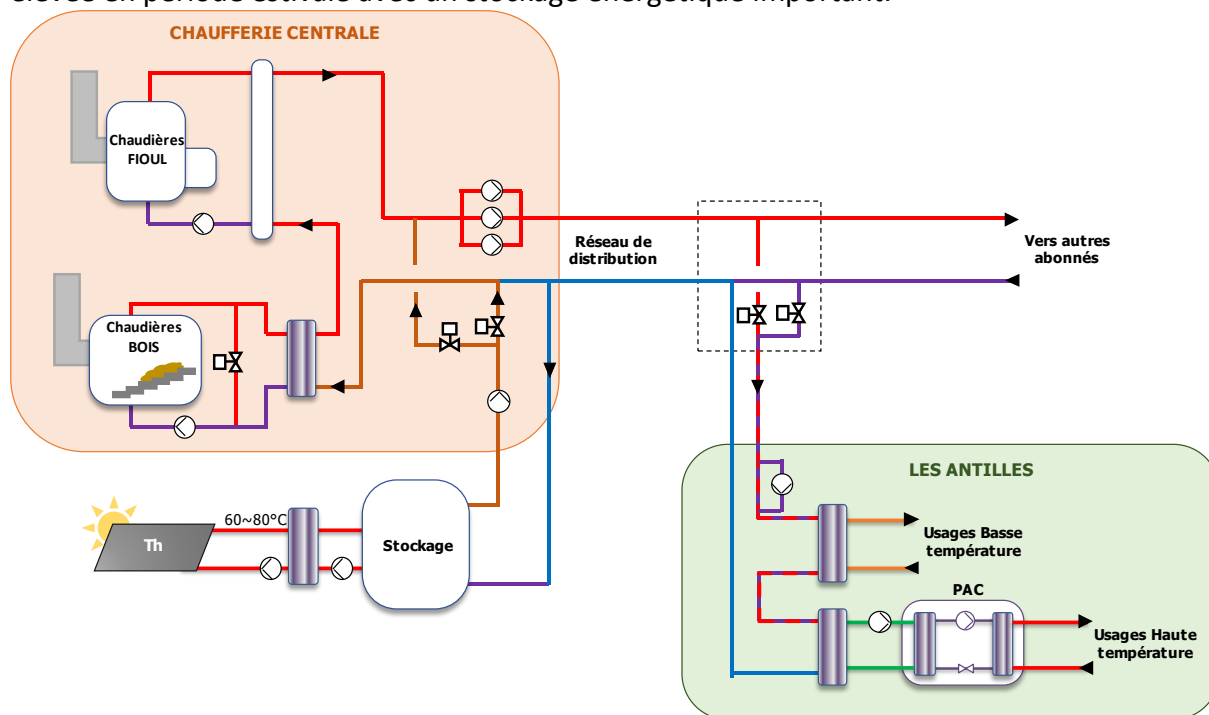
TOTAL - Energie Primaire



Les émissions de Gaz à effet de Serre sont inférieures à la référence optimisée (960 tCO2 contre 1 050) et l'énergie primaire consommée également (33,6 GWh EP contre 37,3).

6.7.3. Scénario 2b – Solaire thermique sur RCU pour taux de couverture élevé en été

Le scénario 2b propose la mise en place de solaire thermique pour assurer une production élevée en période estivale avec un stockage énergétique important.



6.7.3.1. Dimensionnement solaire thermique

Pour assurer l'essentiel des besoins du RCU en été par le solaire thermique (permettant un arrêt Bois sur 4 mois), 8 000 m² de capteurs solaires sont nécessaires associés à un stockage d'environ 10 000 m³.

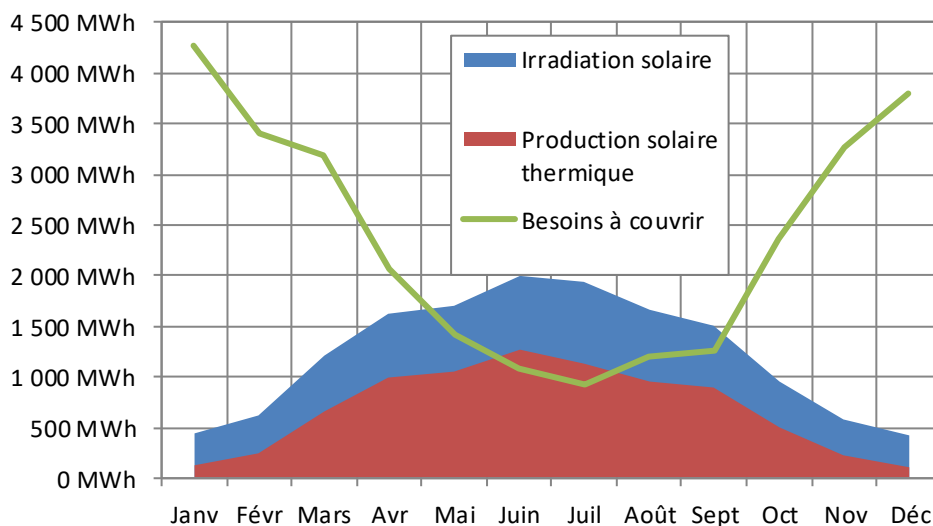
Pour installer les 10 000 m² de capteurs, il faut prévoir un foncier disponible d'environ 15000 à 18000 m².

6.7.3.2. Bilan énergétique

Le bilan énergétique est présenté pour la centrale Heurtebize. Les autres installations correspondant à la référence optimisée.

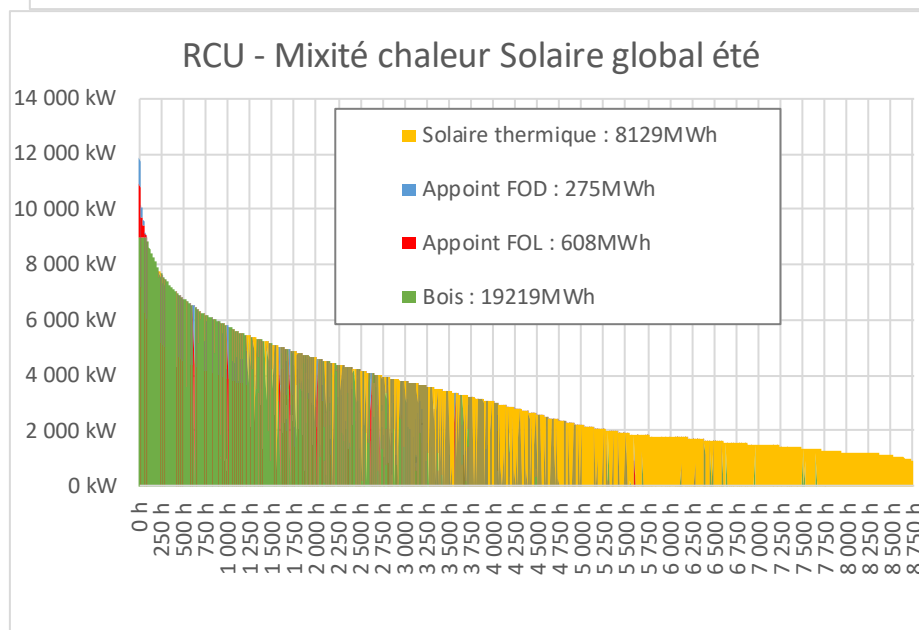
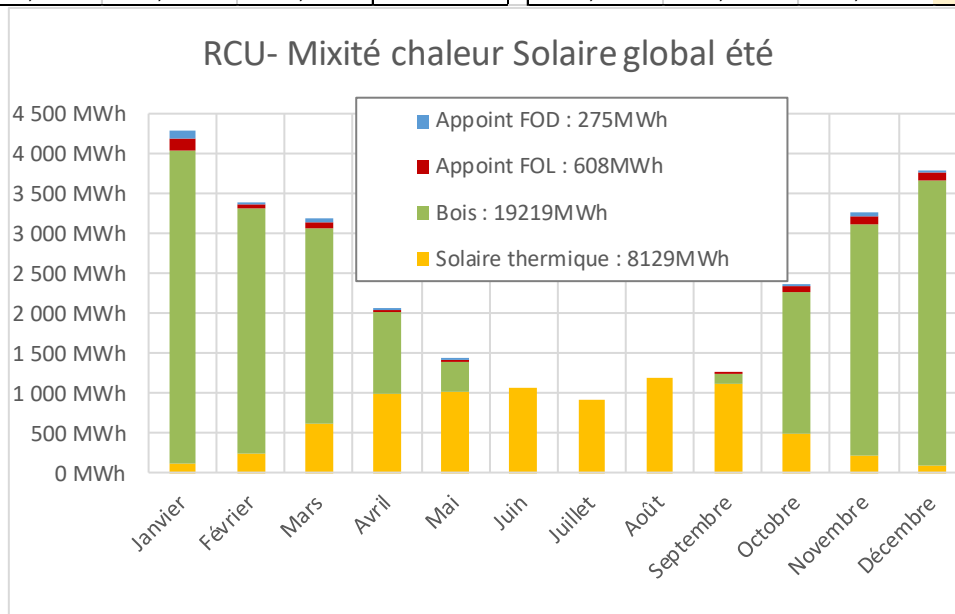
Le tableau et graphique ci-dessous présentent le bilan de production de champ de capteurs solaires pour ce scénario.

8000m ² de capteur orienté à 0° sud et incliné à 35°						
	Irradiation solaire	Production solaire thermique		Besoins à couvrir	Solaire Direct	Solaire via stockage
Janvier	451 MWh	123 MWh	27,3%	4 280 MWh	119 MWh	4 MWh
Février	625 MWh	251 MWh	40,2%	3 400 MWh	233 MWh	19 MWh
Mars	1 205 MWh	660 MWh	54,7%	3 186 MWh	346 MWh	285 MWh
Avril	1 614 MWh	987 MWh	61,1%	2 076 MWh	395 MWh	591 MWh
Mai	1 697 MWh	1 048 MWh	61,8%	1 420 MWh	262 MWh	757 MWh
Juin	1 988 MWh	1 260 MWh	63,4%	1 074 MWh	294 MWh	780 MWh
Juillet	1 935 MWh	1 137 MWh	58,8%	917 MWh	242 MWh	675 MWh
Août	1 669 MWh	954 MWh	57,1%	1 191 MWh	291 MWh	900 MWh
Septembre	1 496 MWh	889 MWh	59,4%	1 251 MWh	291 MWh	827 MWh
Octobre	961 MWh	498 MWh	51,8%	2 355 MWh	290 MWh	208 MWh
Novembre	581 MWh	217 MWh	37,3%	3 270 MWh	199 MWh	17 MWh
Décembre	427 MWh	105 MWh	24,6%	3 807 MWh	105 MWh	0 MWh
Total	14 651 MWh	8 129 MWh	55,5%	28 227 MWh	3 066 MWh	5 063 MWh



Le tableau et les graphiques ci-dessous présentent le bilan énergétique de la production du réseau de chaleur.

	Abonnés (Hors)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD	Solaire thermique
Janvier	3 654 MWh	86 MWh	544 MWh	4 284 MWh	3 926 MWh	157 MWh	77 MWh	123 MWh
Février	2 664 MWh	58 MWh	678 MWh	3 400 MWh	3 074 MWh	50 MWh	25 MWh	251 MWh
Mars	2 571 MWh	50 MWh	565 MWh	3 185 MWh	2 432 MWh	80 MWh	39 MWh	634 MWh
Avril	1 525 MWh	41 MWh	510 MWh	2 077 MWh	1 033 MWh	38 MWh	19 MWh	987 MWh
Mai	975 MWh	33 MWh	410 MWh	1 418 MWh	384 MWh	11 MWh	6 MWh	1 017 MWh
Juin	584 MWh	36 MWh	454 MWh	1 074 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	1 074 MWh
Juillet	320 MWh	274 MWh	321 MWh	916 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	916 MWh
Août	544 MWh	293 MWh	354 MWh	1 191 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	1 191 MWh
Septembre	503 MWh	375 MWh	373 MWh	1 251 MWh	131 MWh	4 MWh	0 MWh	1 116 MWh
Octobre	1 120 MWh	676 MWh	560 MWh	2 356 MWh	1 770 MWh	74 MWh	13 MWh	498 MWh
Novembre	2 638 MWh	48 MWh	587 MWh	3 273 MWh	2 902 MWh	103 MWh	51 MWh	217 MWh
Décembre	3 100 MWh	62 MWh	645 MWh	3 806 MWh	3 566 MWh	91 MWh	45 MWh	105 MWh
	20 199 MWh	2 033 MWh	6 000 MWh	28 231 MWh	19 219 MWh	608 MWh	275 MWh	8 129 MWh
	71,5%	7,2%	21,3%		68,1%	2,2%	1,0%	28,8%



Le solaire thermique permet de fournir 8 100 MWh soit 29% des besoins du réseau.

6.7.3.3. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Production solaire thermique (avec stockage important pour arrêt bois l'été) pour le réseau de chaleur :

Investissements RCU	
Remplacement 5 km réseau	4000 k€ HT
Centrale solaire (8000 m ²)	2800,0 k€ HT
Stockage (10 000 m ³)	2000,0 k€ HT
TOTAL	8800,0 k€ HT
Subvention Solaire (17,8€/MWh ENR sur 20 ans)	2880,0 k€ HT

Une hypothèse de subvention sur les investissements solaire thermique à 60% des investissements (soit 17,8/MWh sur 20 ans) a été considéré.

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique du scénario 2b.

				Qté	Montant	Hypothèses	
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	143 MWh	12,9 k€ HT	COP de 30	
			Eté	45 MWh	3,2 k€ HT	COP de 20	
		Electricité PAC	Hiver	677 MWh	60,9 k€ HT	-	
			Eté	152 MWh	10,6 k€ HT		
		Electricité aux. PAC	Hiver	102 MWh	9,1 k€ HT	15% de élec PAC	
			Eté	23 MWh	1,6 k€ HT	15% de élec PAC	
		TOTAL P1			-	98,3 k€ HT	
	P2/P3	Forage LOMEGA					Référence
		PAC et aux					Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				5,1 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	5,1 k€ HT	
TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)				103,4 k€ HT			
				16,0 € HT/MWh		6467 MWh	

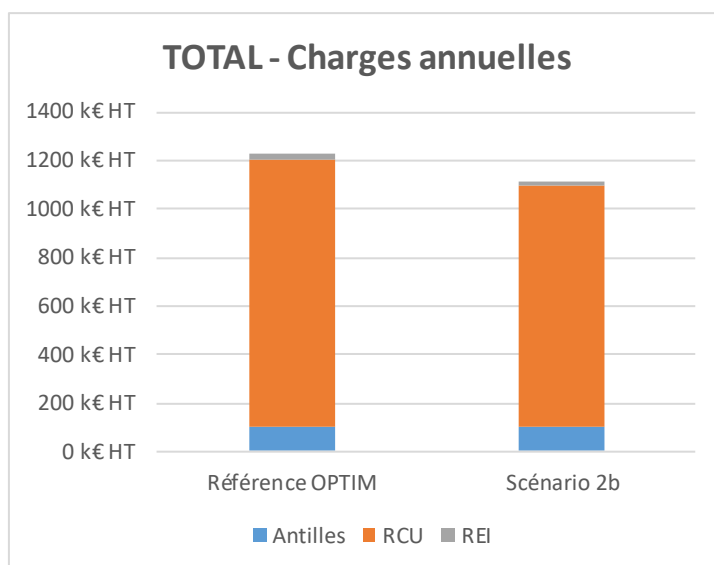
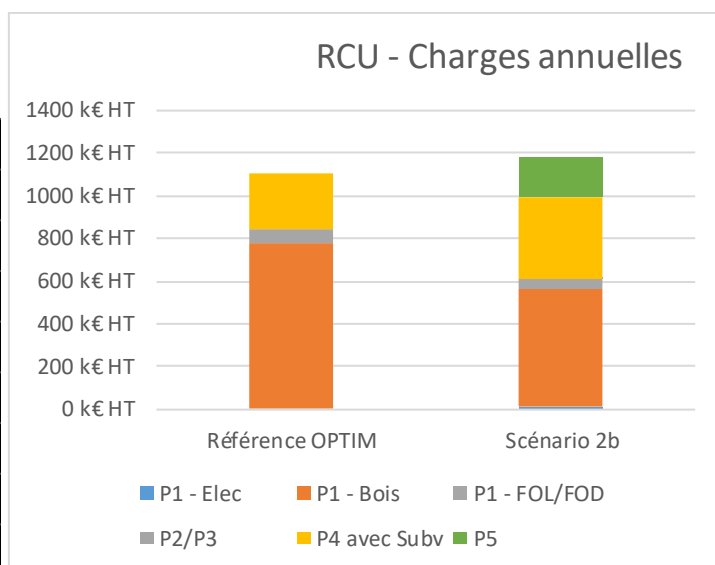
Réseau de Chaleur	P1	Bois		23 156 MWh PCI	555,7 k€ HT	rend Bois 83%	
		FOL		676 MWh PCI	27,0 k€ HT	rend FOL 90%	
		FOD		305 MWh PCI	21,4 k€ HT	rend FOD 90%	
		Electricité Solaire	Hiver	26 MWh	2,3 k€ HT	COP de 70	
			Eté	90 MWh	6,3 k€ HT	COP de 70	
		TOTAL P1			-	612,8 k€ HT	
	P2/P3	-					Référence
		Chaufferies bois				-20,0 k€ HT	Arret Bois 4 mois
		Centrale Solaire				20,3 k€ HT	
		TOTAL P2/P3			-	0,3 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				564,5 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	564,5 k€ HT	
	P5	Amortissements Subvention				-184,7 k€ HT	
		TOTAL P5				-184,7 k€ HT	
	TOTAL charges RCU				992,8 k€ HT		
					35,2 € HT/MWh		28231 MWh

Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT		
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT		
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-	
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT		
		TOTAL P1			-	19,0 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI					Référence
		PAC et aux					Référence
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours					Référence
		Amortissements scénario				1,0 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	1,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI				20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid
				31,6 € HT/MWh			

TOTAL charges				1116,3 k€ HT		35330 MWh chaud et froid
				31,6 € HT/MWh		

Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour le Réseau de chaleur (modifié par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Scénario 2b
RCU	P1 - Elec	0 k€ HT	8,7 k€ HT
	P1 - Bois	780 k€ HT	555,7 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	48,4 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	0,3 k€ HT
	P4 avec Subv	257 k€ HT	379,8 k€ HT
	P5	0 k€ HT	184,7 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	992,8 k€ HT



La solution présente un bilan économique plus favorable que la référence optimisée (1 110 k€/an contre 1 230)

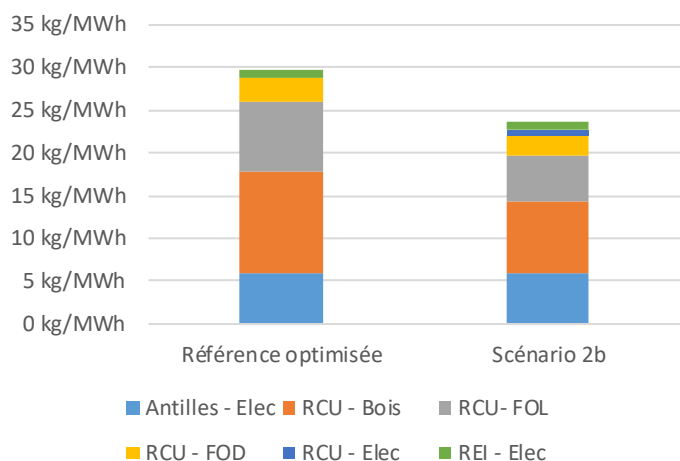
6.7.3.4. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario 2a.

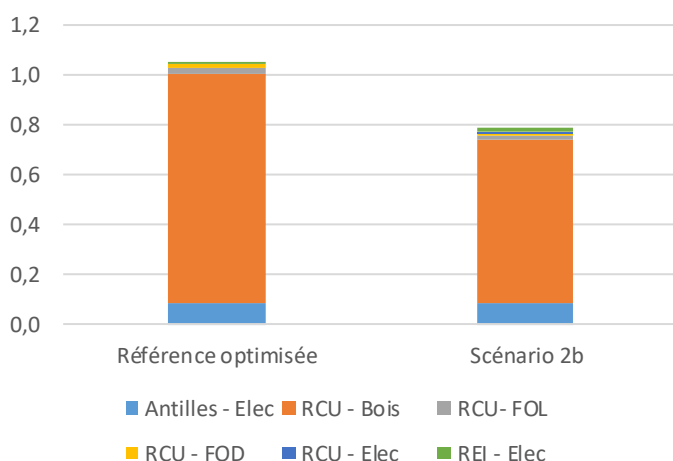
		Bilan Environnemental		
		Scénario 2b		
Antilles	Electricité	1 141 MWh	205 teq CO2	2 943 MWh EP
	Besoins	6 467 MWh	32 kg CO2/MWh	0,46
RCU	Bois	23 156 MWh PCI	301 teq CO2	23 156 MWh EP
	FOL	676 MWh PCI	190 teq CO2	676 MWh EP
	FOD	305 MWh PCI	82 teq CO2	305 MWh EP
	Electricité	116 MWh	21 teq CO2	300 MWh EP
	Besoins	28 231 MWh	21 kg CO2/MWh	0,87
REI	Electricité	185 MWh	33 teq CO2	479 MWh EP
	Besoins	632 MWh	53 kg CO2/MWh	0,76
Global		35 330 MWh	24 kg CO2/MWh	0,79

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence optimisée.

TOTAL - Emissions GES



TOTAL - Energie Primaire



Les émissions de Gaz à effet de Serre sont inférieures à la référence optimisée (830 tCO2 contre 1 050) et l'énergie primaire consommée également (27,8 GWh EP contre 37,3).

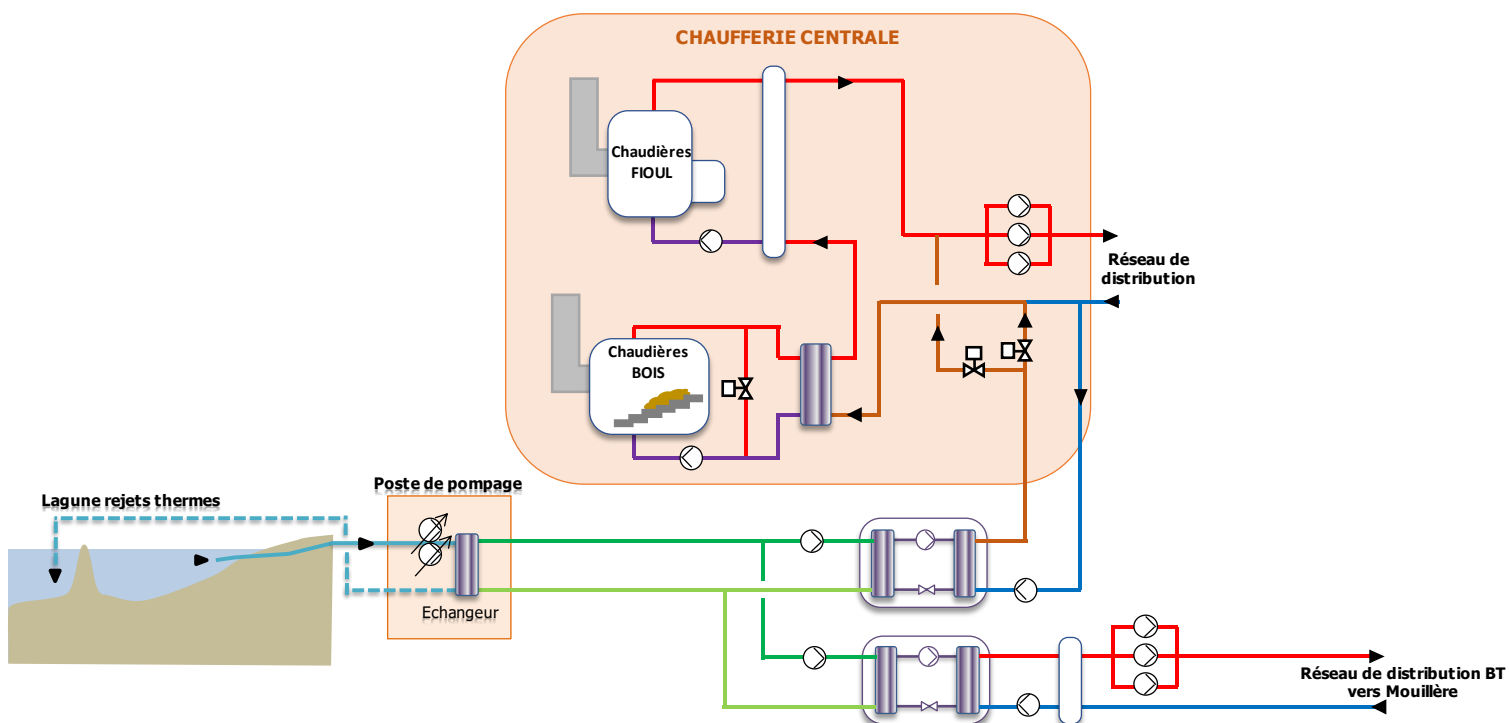
6.8. Scénario 3 – Récupération de chaleur sur rejets thermes pour RCU

Dans ce scénario, nous allons étudier la mise en place d'une installation de récupération de chaleur sur les rejets d'eau chaude des thermes depuis la lagune.

L'eau rejetée sera captée (puisage dans la lagune à proximité du point de rejet) puis envoyée vers une pompe à chaleur pour remonter son niveau de température et réchauffer le réseau de chaleur

Les solutions PAC sur lagune des thermes étudiées seront :

- **3a** – PAC raccordée au réseau existant
- **3b** – PAC BT pour développement réseau



6.8.1. Description technique

Actuellement, un rejet de 20 m³/h en continu est effectué dans la lagune des thermes.

Avec le développement des thermes, le besoin en débit sera de 30 m³/h.

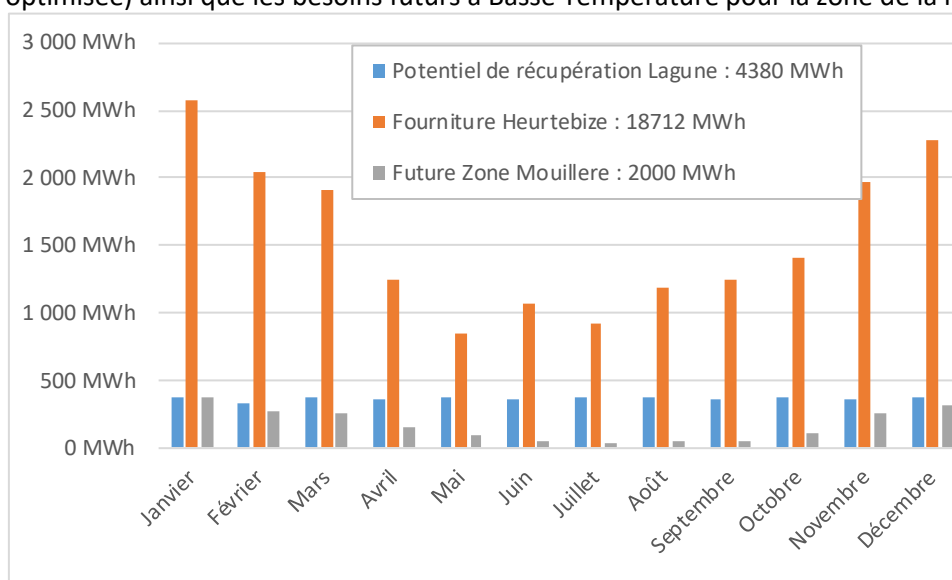
La température des rejets des thermes dans la lagune est d'environ 30°C.

Avec une température limite de rejet à environ 15°C, la capacité énergétique de récupération sur la lagune est d'environ 500 kW en continu.

De plus, la lagune, de part son volume, peut permettre l'installation d'une puissance plus importante qui pourrait s'adapter aux variations de besoins (au cours de la journée, et saisonnier).

L'énergie récupérable annuellement est d'environ 6 100 MWh.

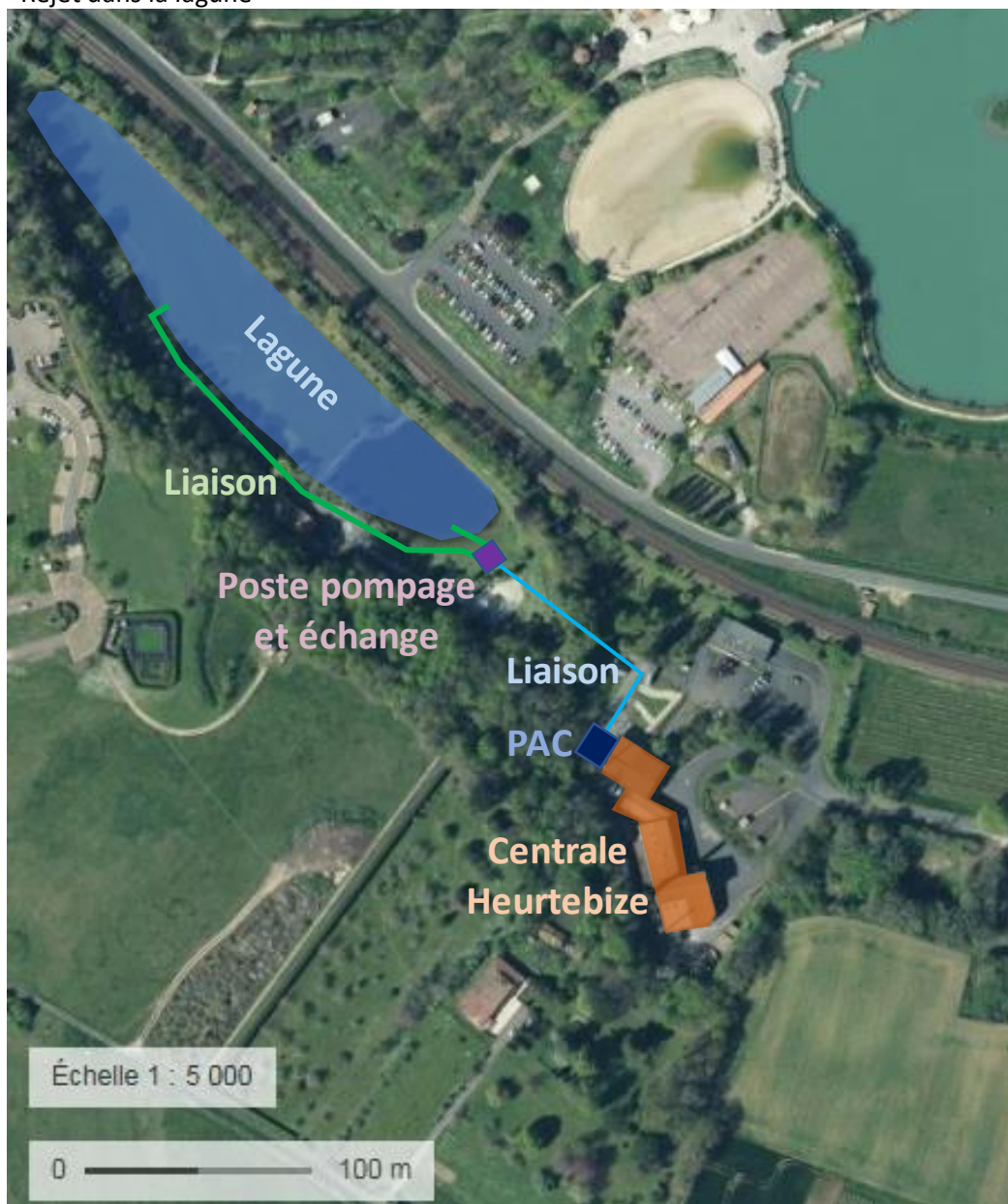
La lagune étant situé à proximité de la chaufferie Heurtebize, le potentiel de récupération est mis en perspectives des besoins du réseau de chaleur (assurés par cette chaufferie après optimisations - référence optimisée) ainsi que les besoins futurs à Basse Température pour la zone de la Mouillère.



Cette ressource pourrait permettre de fournir environ un cinquième des besoins cibles.

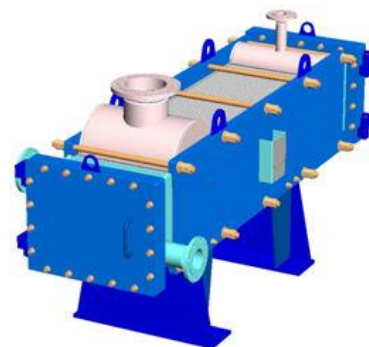
Le plan ci-dessous présente le positionnement de la ressource et des équipements envisageables.

- Prélèvement dans la lagune, poste de pompage et échangeur
- Liaison vers local de production (pompe à chaleur)
- Rejet dans la lagune

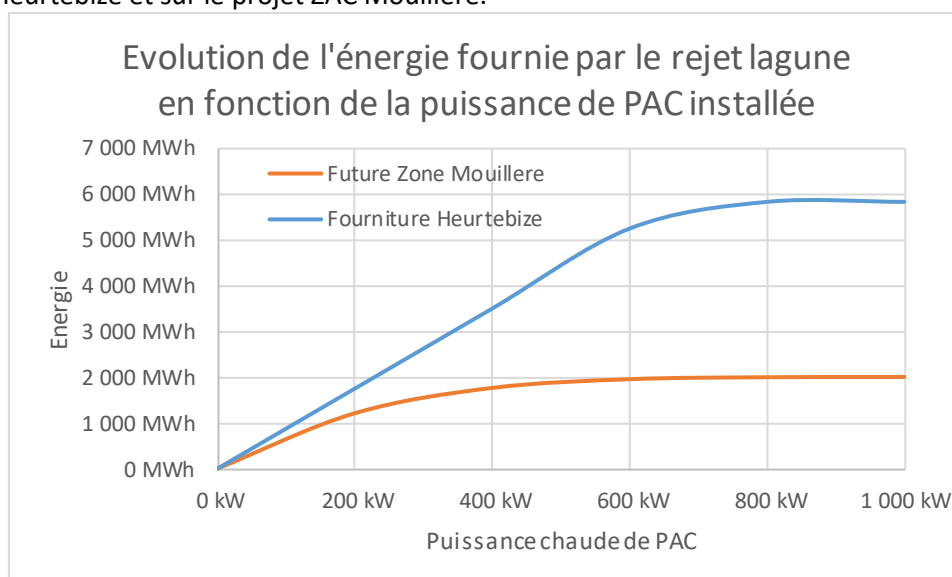


Un élément important concerne la qualité d'eau de la lagune vis-à-vis du process d'échange pour assurer un fonctionnement correct (limitation de l'encrassement). Pour traiter ce point, il faut :

- Réaliser une filtration adaptée de l'eau pompée dans la lagune
- Avoir un échange permettant l'utilisation d'eau potentiellement chargée avec un système de lavage automatique :
 - Technologie d'échangeur : platulaire, serpentin ou à plaques à large passe
 - Deux échangeurs en parallèle
 - Nettoyage automatique par circulation inverse



Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la fourniture énergétique par cette solution sur la Centrale Heurtebize et sur le projet ZAC Mouillère.



La puissance thermique de pompe à chaleur qui pourrait être installée est d'environ 600 kW. A terme, une puissance de 200 kW (étalement des puissances des pompes à chaleur) pourrait être prioritairement dédiée à la ZAC de la Mouillère (basse température).

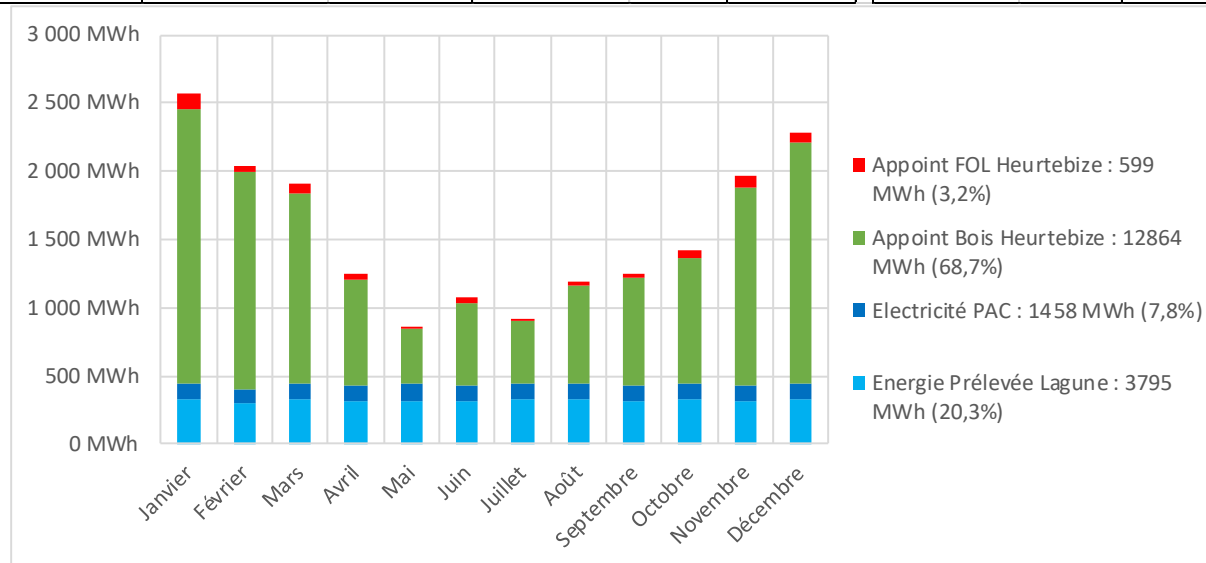
Pour cette puissance de 600 kW, le débit de captage dans la lagune est estimé à environ 65 m³/h.

6.8.2. Bilan énergétique

Le bilan énergétique est présenté pour la centrale Heurtebize. Les autres installations correspondant à la référence optimisée.

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique de production.

	Besoins RCU Heurtebize	Energie Prélevée Lagune	Electricité PAC	Chaleur Fournie PAC		COP	Appoint Bois Heurtebize		Appoint FOL Heurtebize	
Janvier	2 575 MWh	326 MWh	121 MWh	446 MWh	17,3%	3,70	2 008 MWh	78,0%	121 MWh	4,7%
Février	2 040 MWh	294 MWh	109 MWh	403 MWh	19,8%	3,69	1 597 MWh	78,3%	40 MWh	2,0%
Mars	1 912 MWh	323 MWh	123 MWh	446 MWh	23,4%	3,63	1 398 MWh	73,1%	68 MWh	3,5%
Avril	1 246 MWh	312 MWh	120 MWh	432 MWh	34,7%	3,59	770 MWh	61,8%	44 MWh	3,5%
Mai	852 MWh	313 MWh	130 MWh	443 MWh	52,0%	3,40	397 MWh	46,6%	12 MWh	1,4%
Juin	1 074 MWh	312 MWh	120 MWh	432 MWh	40,2%	3,61	605 MWh	56,4%	36 MWh	3,4%
Juillet	917 MWh	323 MWh	124 MWh	446 MWh	48,7%	3,61	453 MWh	49,4%	17 MWh	1,9%
Août	1 191 MWh	323 MWh	124 MWh	446 MWh	37,5%	3,61	712 MWh	59,7%	33 MWh	2,8%
Septembre	1 251 MWh	308 MWh	124 MWh	432 MWh	34,5%	3,49	781 MWh	62,5%	37 MWh	3,0%
Octobre	1 414 MWh	322 MWh	124 MWh	446 MWh	31,6%	3,59	919 MWh	65,0%	48 MWh	3,4%
Novembre	1 962 MWh	313 MWh	119 MWh	432 MWh	22,0%	3,64	1 453 MWh	74,1%	77 MWh	3,9%
Décembre	2 284 MWh	326 MWh	120 MWh	446 MWh	19,5%	3,71	1 771 MWh	77,6%	66 MWh	2,9%
TOTAL	18 716 MWh	3 795 MWh	1 458 MWh	5 253 MWh	28,1%	3,60	12 864 MWh	68,7%	599 MWh	3,2%



La récupération sur la lagune des thermes permet de fournir 28% de l'énergie de la centrale Heurtebize soit 5 250 MWh/an, avec un COP de 3,6 soit une consommation d'électricité de 1460 MWh/an.

Le volume d'eau pompé/rejeté dans la lagune est d'environ 550 000 m3/an.

6.8.3. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Production de récupération de chaleur sur les rejets des thermes :

Investissements RCU	
1 - Remplacement 5 km réseau	4000 k€ HT
2 - Captage Lagune	150,0 k€ HT
3 - PAC	500,0 k€ HT
TOTAL	4650,0 k€ HT
Subvention Récup Lagune (4,3€/MWh ENR sur 20 ans)	325,0 k€ HT

Une hypothèse de subvention sur les investissements de récupération d'énergie à 50% des investissements (soit 4,3€/MWh sur 20 ans) a été considéré.

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique du scénario 3.

				Qté	Montant	Hypothèses
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	143 MWh	12,9 k€ HT	COP de 30
			Eté	45 MWh	3,2 k€ HT	COP de 20
		Electricité PAC	Hiver	677 MWh	60,9 k€ HT	-
			Eté	152 MWh	10,6 k€ HT	
		Electricité aux. PAC	Hiver	102 MWh	9,1 k€ HT	15% de élec PAC
			Eté	23 MWh	1,6 k€ HT	15% de élec PAC
		TOTAL P1		-	98,3 k€ HT	
	P2/P3	Forage LOMEGA				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			5,1 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	5,1 k€ HT	
TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)			103,4 k€ HT			
			16,0 € HT/MWh		6467 MWh	

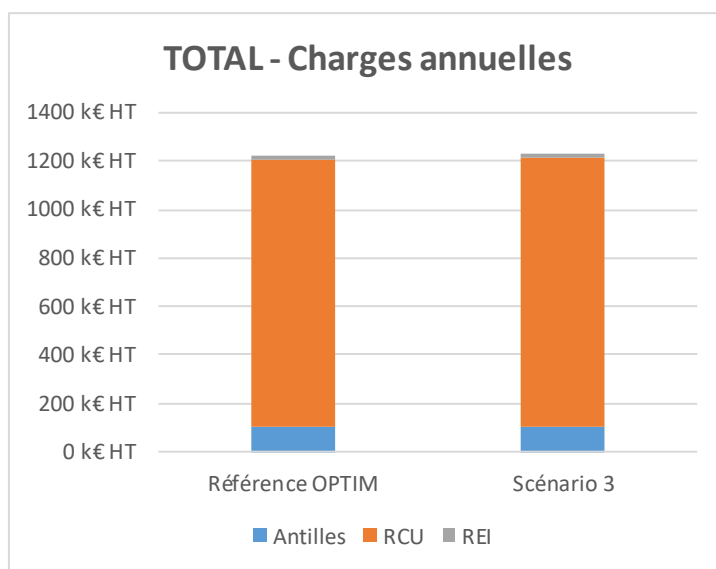
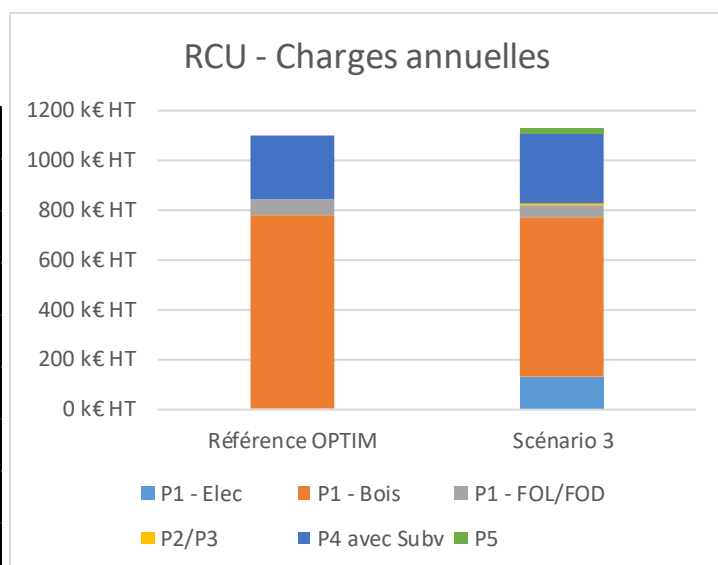
Réseau de Chaleur	P1	Bois		26 580 MWh PCI	637,9 k€ HT	rend Bois 83%
		FOL		666 MWh PCI	26,6 k€ HT	rend FOL 90%
		FOD		353 MWh PCI	24,7 k€ HT	rend FOD 90%
		Electricité PAC	Hiver	592 MWh PCI	53,3 k€ HT	
			Eté	866 MWh PCI	60,6 k€ HT	
		Electricité aux. PAC	Hiver	89 MWh PCI	8,0 k€ HT	15% de élec PAC
			Eté	130 MWh PCI	9,1 k€ HT	15% de élec PAC
	TOTAL P1		-	820,2 k€ HT		
	P2/P3	Captage Lagune			4,0 k€ HT	
		PAC			6,0 k€ HT	
		TOTAL P2/P3		-	10,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			298,3 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	298,3 k€ HT	
	P5	Amortissements Subvention			-20,8 k€ HT	
		TOTAL P5			-20,8 k€ HT	
	TOTAL charges RCU			1107,7 k€ HT		
			39,2 € HT/MWh		28231 MWh	

Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	7 MWh	0,8 k€ HT	
			Eté	5 MWh	0,4 k€ HT	
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT	
		TOTAL P1		-	19,0 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI				Référence
		PAC et aux				Référence
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence
		Amortissements scénario			1,0 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4		-	1,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI			20,0 k€ HT		632 MWh chaud et froid
				31,6 € HT/MWh		

TOTAL charges				1231,1 k€ HT		35330 MWh
				34,8 € HT/MWh		chaud et froid

Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour la Réseau de chaleur (modifié par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Scénario 3
RCU	P1 - Elec	0 k€ HT	131 k€ HT
	P1 - Bois	780 k€ HT	638 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	51 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	10 k€ HT
	P4 avec Subv	257 k€ HT	277 k€ HT
	P5	0 k€ HT	21 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	1108 k€ HT



La solution présente un bilan économique équivalent à la référence optimisée pour le réseau de chaleur (RCU).

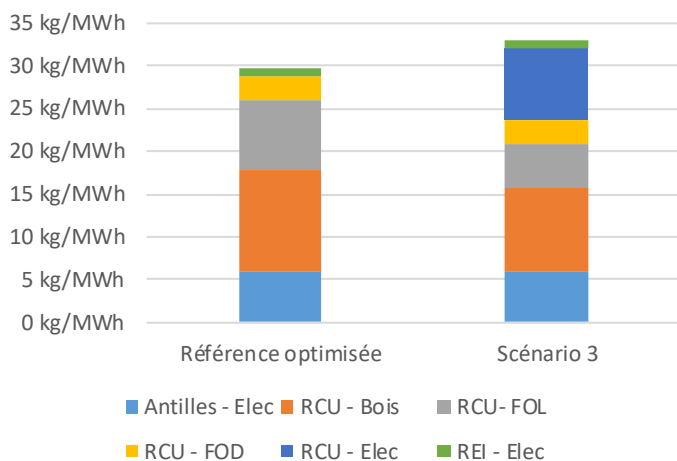
6.8.4. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario.

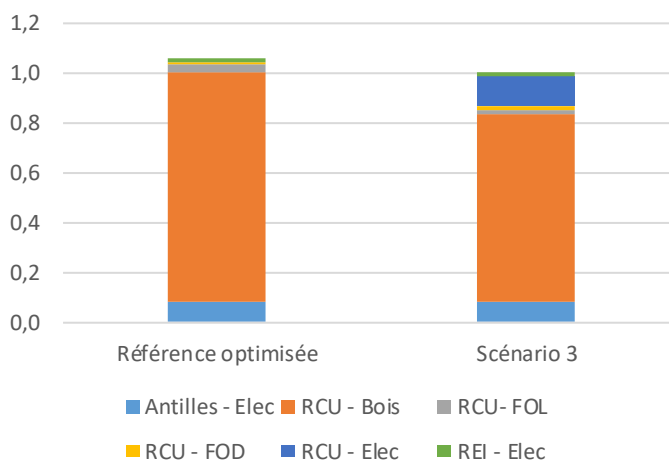
		Bilan Environnemental		
		Scénario 3		
Antilles	Electricité	1 141 MWh	205 teq CO2	2 943 MWh EP
	Besoins	6 467 MWh	32 kg CO2/MWh	0,46
RCU	Bois	26 580 MWh PCI	346 teq CO2	26 580 MWh EP
	FOL	666 MWh PCI	187 teq CO2	666 MWh EP
	FOD	353 MWh PCI	95 teq CO2	353 MWh EP
	Electricité	1 676 MWh	302 teq CO2	4 325 MWh EP
	Besoins	28 231 MWh	33 kg CO2/MWh	1,13
REI	Electricité	185 MWh	33 teq CO2	479 MWh EP
	Besoins	632 MWh	53 kg CO2/MWh	0,76
Global		35 330 MWh	33 kg CO2/MWh	1,00

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence.

TOTAL - Emissions GES



TOTAL - Energie Primaire

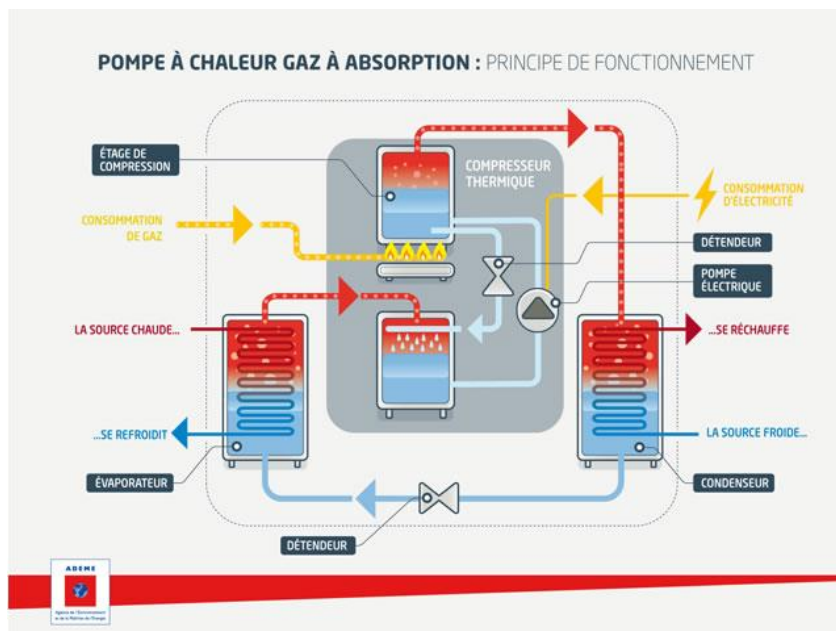


Les émissions de Gaz à effet de Serre sont légèrement supérieures à la référence optimisée (1 1700 tCO2 contre 1 050) mais l'énergie primaire consommée est plus faible (35,3 GWh EP contre 37,3).

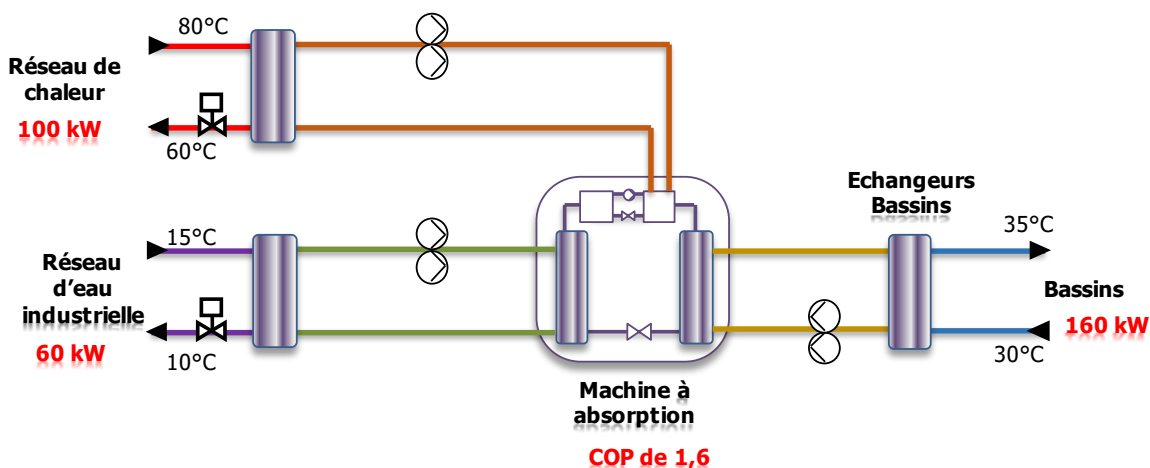
6.9. Scénario 4 – Installation d’une machine à absorption sur réseau de chaleur et réseau d’eau industrielle

Une machine à absorption correspond à une pompe à chaleur électrique pour laquelle la compression électromécanique est remplacée par une compression thermochimique.

Ainsi, c’est de l’énergie thermique (issue de Gaz ou de réseau de chaleur) et non plus électrique qui permet d’assurer le fonctionnement de la machine thermodynamique.



Dans ce scénario, nous allons étudier la mise en place d’une machine à absorption utilisant le réseau de chaleur comme source de chaleur pour la compression et utilisant le réseau d’eau industrielle comme source chaude (évaporateur). La chaleur ainsi produite à basse température permettra d’assurer les besoins des bassins.



6.9.1. Description technique

La machine à absorption ne peut fonctionner que sur des besoins à très basse température (de l'ordre de 35°C).

Ainsi les besoins ciblés sont les besoins des bassins des Antilles.

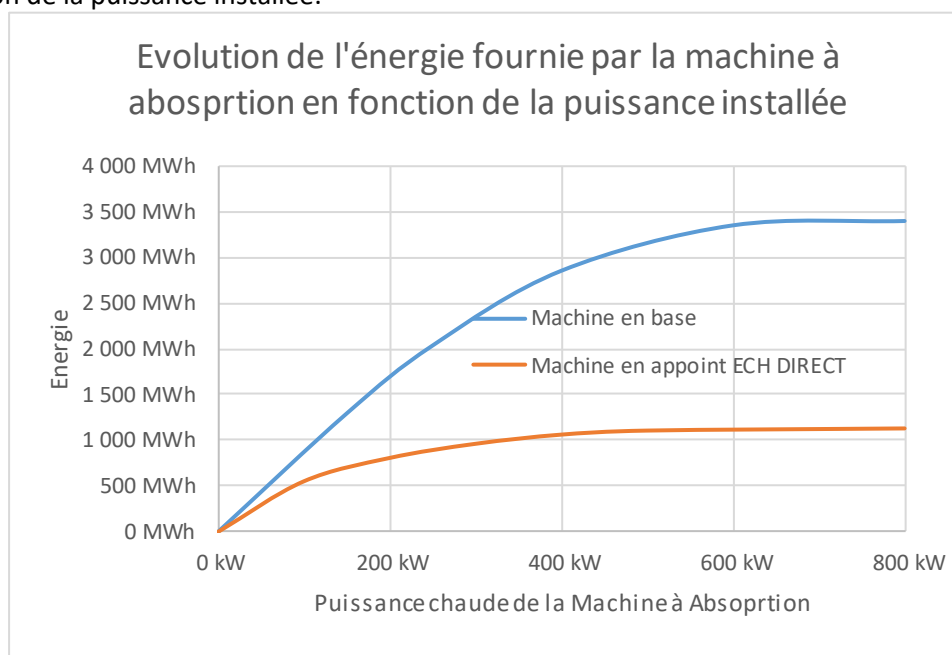
Le graphique ci-dessous présente l'énergie des bassins mensuelle avec la part de couverture de la référence optimisée.

	Besoins Bassins	Echange Direct pour Bassins (Réf optimisée)	Besoins Bassins Restants
Janvier	363 MWh	326 MWh	36 MWh
Février	324 MWh	291 MWh	32 MWh
Mars	350 MWh	315 MWh	35 MWh
Avril	288 MWh	259 MWh	29 MWh
Mai	282 MWh	254 MWh	28 MWh
Juin	188 MWh	164 MWh	24 MWh
Juillet	153 MWh	0 MWh	153 MWh
Août	171 MWh	0 MWh	171 MWh
Septembre	220 MWh	0 MWh	220 MWh
Octobre	324 MWh	1 MWh	324 MWh
Novembre	350 MWh	315 MWh	35 MWh
Décembre	386 MWh	347 MWh	39 MWh
	3 397 MWh	2 271 MWh	1 126 MWh

Il y a deux possibilités de fonctionnement de la machine à absorption :

- Soit un fonctionnement en complément de l'échange direct : potentiel de 1 100 MWh
- Soit un fonctionnement en base (avec échange Direct en appoint) : potentiel de 3 400 MWh

Le graphique ci-dessous l'évolution de potentiel de couverture énergétique de la machine à absorption en fonction de la puissance installée.



Nous proposons de retenir la solution machine à absorption en appoint de l'échange direct, avec une puissance thermique de 100 kW.

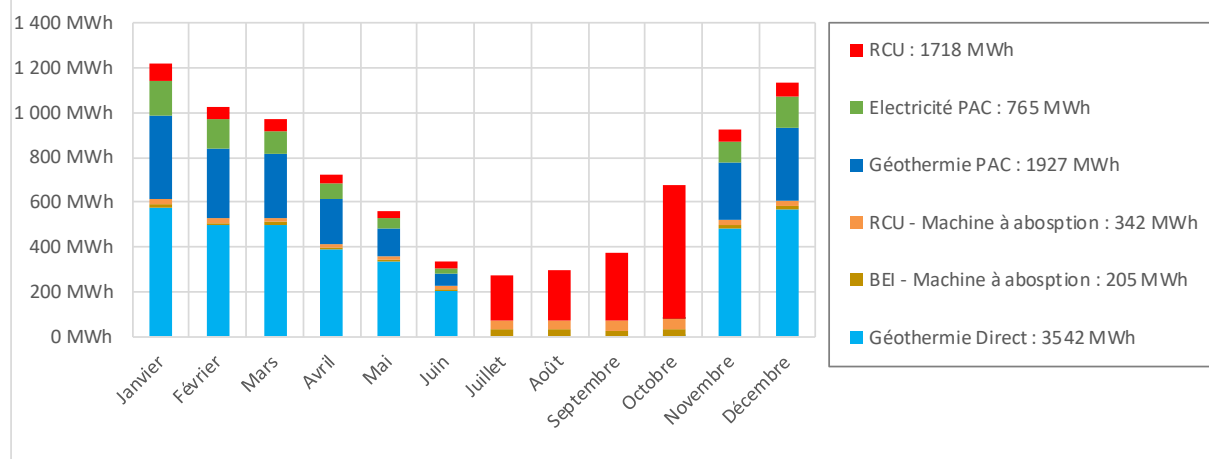
Dans ces conditions, le débit d'eau industrielle nécessaire sera de 7 m³/h.

6.9.2. Bilan énergétique

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique des Antilles pour le scénario 4.

	Géothermie Direct	BEI - Machine à absorption	RCU - Machine à absorption	Géothermie PAC	Electricité PAC	RCU	TOTAL	Volume REI MAC
Janvier	577 MWh	14 MWh	23 MWh	373 MWh	156 MWh	75 MWh	1 218 MWh	2 806 m ³
Février	497 MWh	12 MWh	20 MWh	311 MWh	128 MWh	54 MWh	1 023 MWh	2 507 m ³
Mars	497 MWh	13 MWh	22 MWh	281 MWh	108 MWh	49 MWh	970 MWh	2 706 m ³
Avril	386 MWh	11 MWh	18 MWh	196 MWh	72 MWh	41 MWh	724 MWh	2 226 m ³
Mai	333 MWh	11 MWh	18 MWh	122 MWh	42 MWh	33 MWh	558 MWh	2 180 m ³
Juin	203 MWh	8 MWh	13 MWh	57 MWh	19 MWh	34 MWh	333 MWh	1 581 m ³
Juillet	0 MWh	27 MWh	45 MWh	0 MWh	0 MWh	202 MWh	274 MWh	5 101 m ³
Août	0 MWh	28 MWh	46 MWh	0 MWh	0 MWh	219 MWh	293 MWh	5 177 m ³
Septembre	0 MWh	27 MWh	45 MWh	0 MWh	0 MWh	303 MWh	375 MWh	5 040 m ³
Octobre	1 MWh	28 MWh	46 MWh	0 MWh	0 MWh	602 MWh	677 MWh	5 205 m ³
Novembre	482 MWh	13 MWh	22 MWh	256 MWh	99 MWh	48 MWh	921 MWh	2 706 m ³
Décembre	567 MWh	14 MWh	24 MWh	330 MWh	140 MWh	58 MWh	1 133 MWh	2 985 m ³
	3 542 MWh	205 MWh	342 MWh	1 927 MWh	765 MWh	1 718 MWh	8 500 MWh	40 220 m³
	41,7%	2,4%	4,0%	22,7%	9,0%	20,2%		

Les Antilles - Mixité chaleur SCENARIO 4

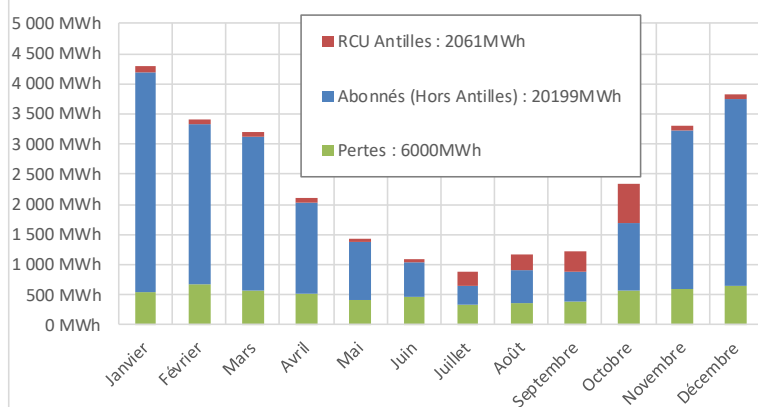


La machine à absorption permet de fournir 550 MWh de chaleur aux Antilles soit 6,5% des besoins.

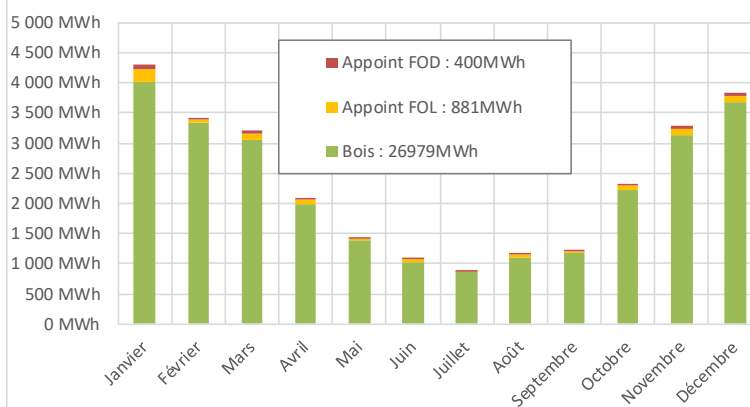
Le tableau et le graphique ci-dessous présentent le bilan énergétique du réseau de chaleur en intégrant la baisse de consommation d'appoint réseau par les Antilles (liée à la machine à absorption).

	Abonnés (Hors Antilles)	RCU Antilles	Pertes	TOTAL	Bois	Appoint FOL	Appoint FOD
Janvier	3 654 MWh	98 MWh	544 MWh	4 295 MWh	4 021 MWh	207 MWh	68 MWh
Février	2 664 MWh	74 MWh	678 MWh	3 417 MWh	3 334 MWh	56 MWh	27 MWh
Mars	2 571 MWh	71 MWh	565 MWh	3 206 MWh	3 058 MWh	99 MWh	49 MWh
Avril	1 525 MWh	59 MWh	510 MWh	2 095 MWh	1 982 MWh	75 MWh	37 MWh
Mai	975 MWh	50 MWh	410 MWh	1 435 MWh	1 394 MWh	27 MWh	13 MWh
Juin	584 MWh	47 MWh	454 MWh	1 085 MWh	1 023 MWh	41 MWh	20 MWh
Juillet	320 MWh	247 MWh	321 MWh	889 MWh	856 MWh	22 MWh	11 MWh
Août	544 MWh	265 MWh	354 MWh	1 163 MWh	1 112 MWh	35 MWh	17 MWh
Septembre	503 MWh	348 MWh	373 MWh	1 224 MWh	1 168 MWh	37 MWh	18 MWh
Octobre	1 120 MWh	648 MWh	560 MWh	2 328 MWh	2 212 MWh	78 MWh	38 MWh
Novembre	2 638 MWh	70 MWh	587 MWh	3 295 MWh	3 129 MWh	111 MWh	55 MWh
Décembre	3 100 MWh	82 MWh	645 MWh	3 827 MWh	3 688 MWh	93 MWh	46 MWh
	20 199 MWh	2 061 MWh	6 000 MWh	28 259 MWh	26 979 MWh	881 MWh	400 MWh
	71,5%	7,3%	21,2%		95,5%	3,1%	1,4%

RCU- Répartition Besoins - Scénario 4



RCU- Mixité chaleur Scénario 4



Concernant le Réseau d'Eau Industrielle, l'impact concerne le volume d'eau consommé pour alimenter la machine à absorption et l'électricité complémentaire associée.

	Volume REI MAC	Electricité Pompes REI MAC
Janvier	2 806 m3	0,3 MWh
Février	2 507 m3	0,3 MWh
Mars	2 706 m3	0,3 MWh
Avril	2 226 m3	0,3 MWh
Mai	2 180 m3	0,3 MWh
Juin	1 581 m3	0,2 MWh
Juillet	5 101 m3	0,6 MWh
Août	5 177 m3	0,6 MWh
Septembre	5 040 m3	0,6 MWh
Octobre	5 205 m3	0,6 MWh
Novembre	2 706 m3	0,3 MWh
Décembre	2 985 m3	0,4 MWh
	40 220 m3	4,8 MWh

Le volume d'eau nécessaire pour alimenter la Machine à Absorption serait d'environ 40 000 m3/an représentant une surconsommation **d'électricité est d'environ 5 MWh/an.**

6.9.3. Bilan économique

Les tableaux ci-dessous présentent une estimation des investissements :

- Travaux sur les Antilles :

Investissements Les Antilles	
1 - Suppr Raccordement PAC	3,0 k€ HT
2 - Surdim ECH récup rejets lagune	30,0 k€ HT
3 - Boucle à débit variable	20,0 k€ HT
4 - Suppr ECS par PAC	2,0 k€ HT
5 - Débit variable CTA	20,0 k€ HT
6 - Loi d'eau sur PACs	5,0 k€ HT
Machine à absorption	120,0 k€ HT
TOTAL	200,0 k€ HT
Subvention MAC sur REI (15€/MWh ENR sur 20 ans)	62,4 k€ HT

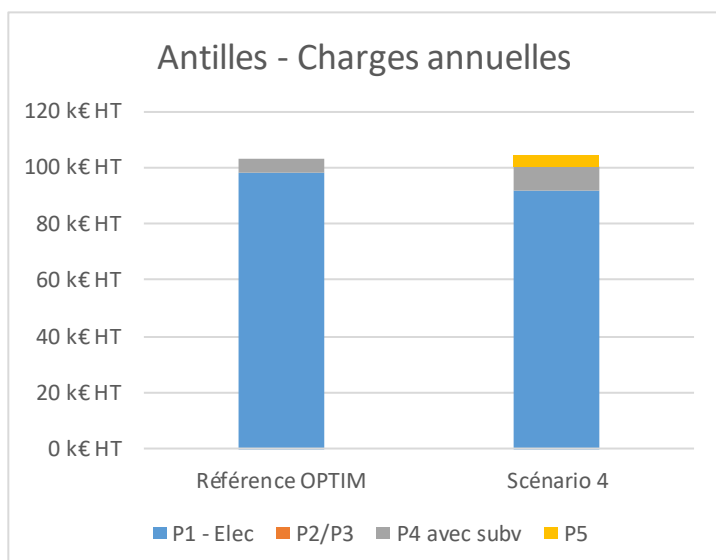
Une hypothèse de subvention sur les investissements de récupération d'énergie à 52% des investissements (soit 15€/MWh sur 20 ans) a été considéré.

Le tableau ci-dessous présente le bilan économique du scénario 4.

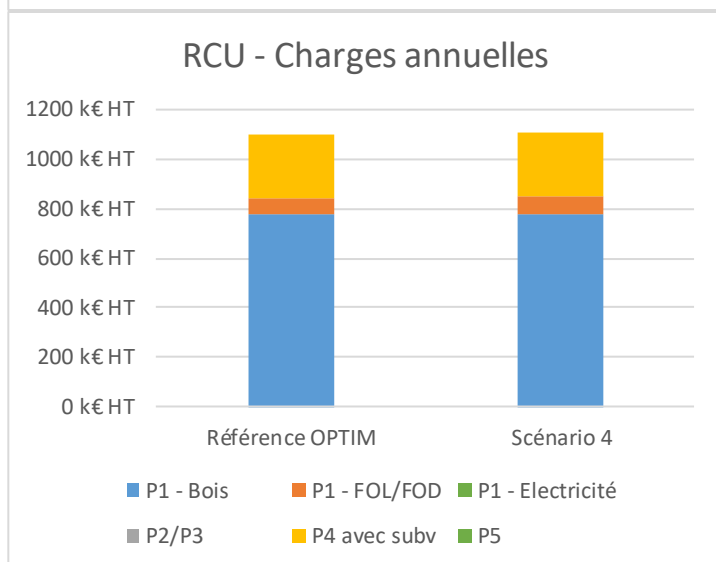
				Qté	Montant	Hypothèses	
Antilles	P1	Electricité LOMEGA	Hiver	139 MWh	12,5 k€ HT	COP de 30	
			Eté	43 MWh	3,0 k€ HT	COP de 20	
		Electricité PAC	Hiver	632 MWh	56,9 k€ HT	-	
			Eté	132 MWh	9,3 k€ HT		
		Electricité aux. PAC	Hiver	95 MWh	8,5 k€ HT	15% de élec PAC	
			Eté	20 MWh	1,4 k€ HT	15% de élec PAC	
		TOTAL P1			-	91,6 k€ HT	
		P2/P3	Forage LOMEGA				Référence
	PAC et aux				Référence		
	Machin à Absorption			3,0 k€ HT			
	TOTAL P2/P3			-	3,0 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			12,8 k€ HT	2,5% / 20ans	
		TOTAL P4			-	12,8 k€ HT	
	P5	Amortissements subvention			-4,0 k€ HT		
		TOTAL P5			-4,0 k€ HT		
	TOTAL charges Antilles (hors Appoint RCU)				103,5 k€ HT		
					16,1 € HT/MWh		6439 MWh
Réseau de Chaleur	P1	Bois		32 504 MWh PCI	780,1 k€ HT	rend Bois 83%	
		FOL		979 MWh PCI	39,2 k€ HT	rend FOL 90%	
		FOD		444 MWh PCI	31,1 k€ HT	rend FOD 90%	
		TOTAL P1		-	850,4 k€ HT		
	P2/P3	-				Référence	
		TOTAL P2/P3		-	0,0 k€ HT		
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario			256,6 k€ HT	2,5% / 20ans	
		TOTAL P4		-	256,6 k€ HT		
	TOTAL charges RCU				1106,9 k€ HT		
					39,2 € HT/MWh		28259 MWh
Réseau d'Eau Industrielle	P1	Electricité REI	Hiver	9 MWh	0,9 k€ HT		
			Eté	8 MWh	0,7 k€ HT		
		Electricité PAC et aux	Hiver	124 MWh	13,6 k€ HT	-	
			Eté	50 MWh	4,2 k€ HT		
		TOTAL P1			-	19,5 k€ HT	
	P2/P3	Forages / REI				Référence	
		PAC et aux				Référence	
		TOTAL P2/P3			-	0,0 k€ HT	
	P4	Amortissements en cours				Référence	
		Amortissements scénario				1,0 k€ HT	2,5% / 20ans
		TOTAL P4			-	1,0 k€ HT	
	TOTAL charges REI				20,5 k€ HT		838 MWh chaud et froid
					24,4 € HT/MWh		
TOTAL charges				1230,8 k€ HT		35536 MWh chaud et froid	
				34,6 € HT/MWh			

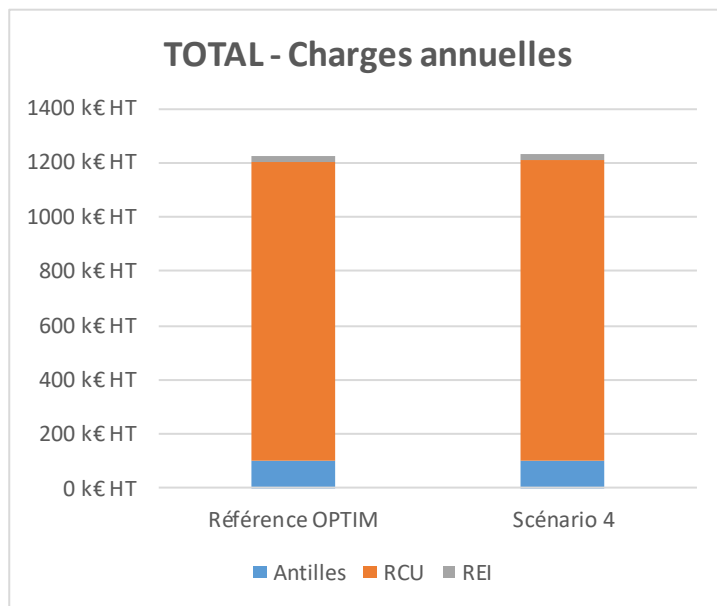
Les graphiques ci-dessous présentent le comparatif des charges annuelles pour les Antilles et le Réseau de chaleur (modifiés par ce scénario) et la référence optimisée.

		Référence OPTIM	Scénario 4
Antilles (hors RCU)	P1 - Elec	98 k€ HT	91,6 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	3,0 k€ HT
	P4 avec subv	5 k€ HT	8,8 k€ HT
	P5	0 k€ HT	4 k€ HT
	Total	103 k€ HT	103,5 k€ HT



		Référence OPTIM	Scénario 4
RCU	P1 - Bois	780 k€ HT	780 k€ HT
	P1 - FOL/FOD	66 k€ HT	70 k€ HT
	P1 - Electricité	0 k€ HT	0 k€ HT
	P2/P3	0 k€ HT	0 k€ HT
	P4 avec subv	257 k€ HT	257 k€ HT
	P5	0 k€ HT	0 k€ HT
	Total	1103 k€ HT	1107 k€ HT





La solution présente un bilan économique équivalent à la référence optimisée.

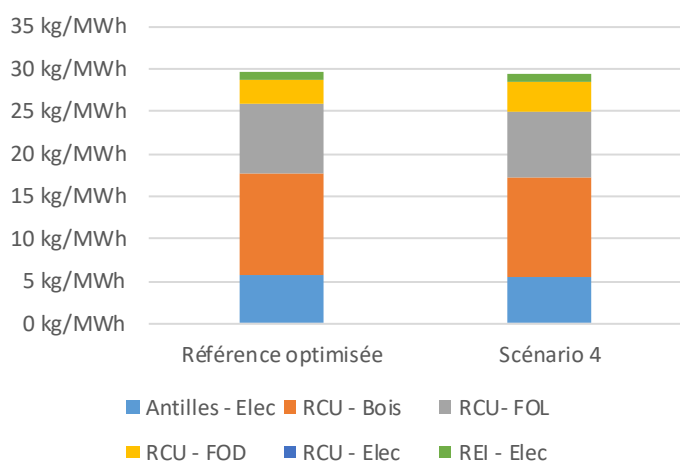
6.9.4. Bilan environnemental

Le tableau ci-dessous présente le bilan environnemental du scénario.

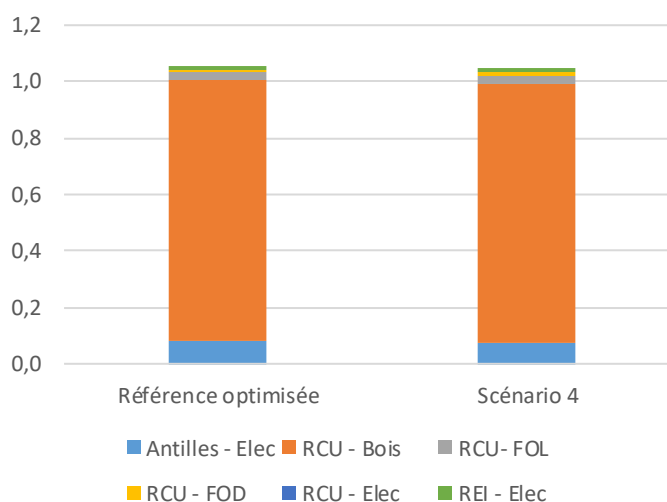
		Bilan Environnemental		
		Scénario 4		
Antilles	Electricité	1 062 MWh	191 teq CO2	2 739 MWh EP
	Besoins	6 439 MWh	30 kg CO2/MWh	0,43
RCU	Bois	32 504 MWh PCI	423 teq CO2	32 504 MWh EP
	FOL	979 MWh PCI	275 teq CO2	979 MWh EP
	FOD	444 MWh PCI	120 teq CO2	444 MWh EP
	Electricité	0 MWh	0 teq CO2	0 MWh EP
	Besoins	28 259 MWh	29 kg CO2/MWh	1,20
REI	Electricité	190 MWh	34 teq CO2	491 MWh EP
	Besoins	838 MWh	41 kg CO2/MWh	0,59
Global		35 536 MWh	29 kg CO2/MWh	1,05

Les graphiques ci-dessous présentent la comparaison avec la solution de référence optimisée.

TOTAL - Emissions GES



TOTAL - Energie Primaire



Les émissions de Gaz à effet de Serre sont quasiment identiques à la référence optimisée (1 043 tCO2 contre 1 050) et l'énergie primaire consommée est légèrement plus faible (37,15 GWh EP contre 37,3).

7. Synthèse des scénarios

La ville de Jonzac a pris une délibération pour l'étude approfondie de ces différents scénarios afin de faire un choix définitifs au 3^{ème} trimestre 2019.

Extrait du registre des délibérations du Conseil municipal Ville de Jonzac - Département de la Charente-Maritime

Convocation : 27 juin 2019 Affichage : 15 juillet 2019 Nombre de conseillers en exercice : 23 Nombre de présents : 17 Nombre de votants : 20	Le 8 juillet 2019, à vingt et une heures, le Conseil municipal s'est réuni sous la présidence de Monsieur Claude BELOT, Maire, et ce sur convocation adressée individuellement à chaque conseiller le 27 juin 2019.
Procurations : Mme AUBOIN-HANNOYER à M. BELOT, Mme NOUGUÈS à Mme BRIÈRE, Mme DUBUS à M. GLÉMET. Excusés : Mme RICHARD, M. BEAUFIGEAT, M. CLAVEI.	Présents : M. BELOT, M. CABRI, Mme BRIÈRE, M. BALOUT, Mme THIBAUT, M. RAVET, Mme PERRIN, M. ARRIVÉ, M. ROBERT, Mme LAHDELMA, M. PITEAU, M. RAMBEAUD, Mme DAESCHLER, Mme LACHAMP, M. GLÉMET, M. ROS, Mme BERTIN. Secrétaire de séance : Mme LACHAMP

23 – Schéma directeur Eaux minérales naturelles, géothermie et énergie fatale – validation des scénarios énergétiques

M. le Maire informe les membres du Conseil municipal du fait que les analyses effectuées courant mai sur les forages au turonien permettent d'affiner les scénarios énergétiques qui permettraient à la commune d'améliorer le fonctionnement des dispositifs existants.

Le premier scénario vise à améliorer le fonctionnement de l'existant en diminuant les volumes d'eau industrielle pompés tout en favorisant l'échange calorifique direct.

Le deuxième scénario cherche à valoriser la chaleur fatale de la chaufferie d'Heurtebise en mettant en place une condensation sur les cheminées couplée avec une pompe à chaleur.

Le troisième scénario envisage l'intégration d'un dispositif solaire thermique pour compléter les apports existants.

Le quatrième scénario se fonde sur l'installation d'une machine à absorption qui mobiliserait le réseau de chauffage urbain comme source de chaleur pour la compression, et le réseau d'eau industrielle comme source chaude (évaporateur). La chaleur ainsi produite à basse température permettrait d'assurer les besoins des bassins des Antilles.

Le Conseil Municipal, après en avoir délibéré, décide

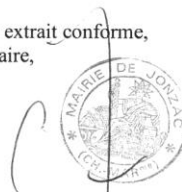
- d'entériner l'ensemble de ces scénarii pour permettre au cabinet Antéa d'approfondir les investigations qu'il a engagées,
- d'autoriser Monsieur le Maire ou tout représentant qu'il aura désigné à cet effet à signer tout document permettant la concrétisation de la présente délibération.

Vote : pour à l'unanimité

Fait et délibéré à Jonzac, les jour, mois et an susdits

Ont signé au registre les membres présents.

Pour extrait conforme,
le Maire,

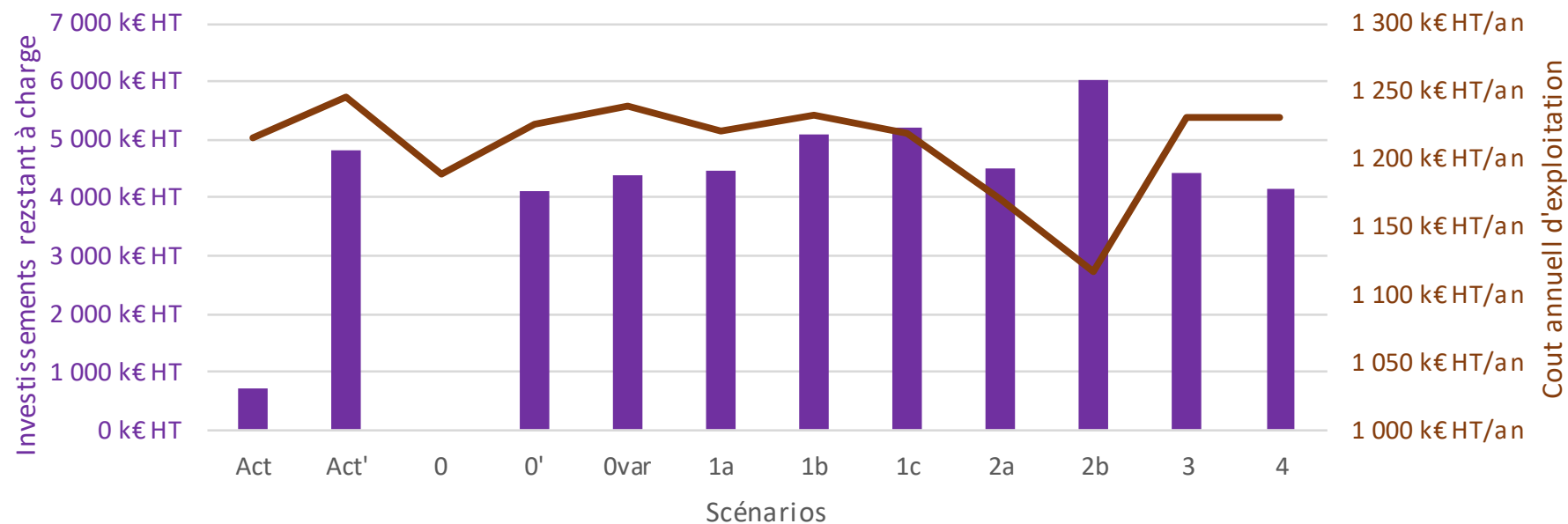


Claude BELOT.

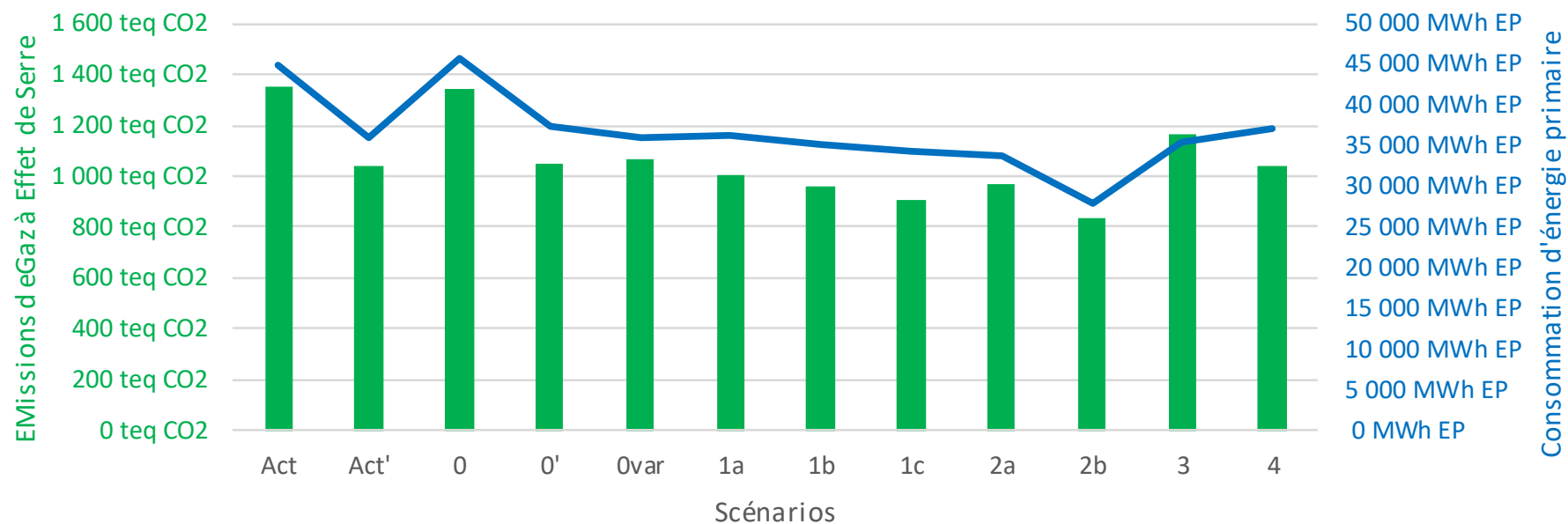
Le tableau et les graphiques ci-après présentent la synthèse de l'ensemble des scénarios étudiés.

Scénario		Act	Act'	0	0'	0var	1a	1b	1c	2a	2b	3	4
		Référence	Référence optimisée	Référence	Référence optimisée	Variante optimisée	Solaire th base Antilles	Solaire th élevé Antilles	Solaire th + PVT	Solaire th base RCU	Solaire th élevé RCU	Récupération rejet Thermes RCU	Machine à absorption Antilles
Description	Antilles	Situation actuelle	optimisations prod	Situation actuelle avec Arret Géo été	optimisations prod	0'	1 500 m² avec petit stockage (300 m3)	3 000 m² avec grand stockage (6 000 m3)	500 m² PVT + 2 500 m² Th + 6 000 m3	0'	0'	0'	MàA sur Bassins
	RCU	Situation actuelle	renouvellement réseau	Situation actuelle avec Antilles été	renouvellement réseau	0' + Condenseur Bois avec PAC	0'	0'	0'	3 000 m² avec petit stockage (400 m3)	8 000 m² avec grand stockage (10 000 m3)	PAC de 600 kW sur Lagune Thermes	Alimentation MàA
	REI	Situation actuelle	Gestion volume d'eau	Situation actuelle	Gestion volume d'eau	0'	0'	0'	0'	0'	0'	0'	Alimentation MàA
Investissements	Total	720 k€ HT	4 815 k€ HT	0 k€ HT	4 095 k€ HT	4 695 k€ HT	5 025 k€ HT	6 595 k€ HT	6 845 k€ HT	5 495 k€ HT	8 895 k€ HT	4 745 k€ HT	4 215 k€ HT
	Subv	0 k€ HT	0 k€ HT	0 k€ HT	0 k€ HT	300 k€ HT	558 k€ HT	1 500 k€ HT	1 650 k€ HT	980 k€ HT	2 880 k€ HT	325 k€ HT	62 k€ HT
	Reste à charge	720 k€ HT	4 815 k€ HT	0 k€ HT	4 095 k€ HT	4 395 k€ HT	4 467 k€ HT	5 095 k€ HT	5 195 k€ HT	4 515 k€ HT	6 015 k€ HT	4 420 k€ HT	4 153 k€ HT
Cout énergie annuel	Antilles	214 k€ HT/an	170 k€ HT/an	140 k€ HT/an	103 k€ HT/an	103 k€ HT/an	116 k€ HT/an	151 k€ HT/an	138 k€ HT/an	103 k€ HT/an	103 k€ HT/an	103 k€ HT/an	103 k€ HT/an
	RCU	981 k€ HT/an	1 056 k€ HT/an	1 028 k€ HT/an	1 103 k€ HT/an	1 115 k€ HT/an	1 084 k€ HT/an	1 061 k€ HT/an	1 061 k€ HT/an	1 048 k€ HT/an	993 k€ HT/an	1 108 k€ HT/an	1 107 k€ HT/an
	REI	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an	20 k€ HT/an
	TOTAL	1 216 k€ HT/an	1 246 k€ HT/an	1 188 k€ HT/an	1 226 k€ HT/an	1 239 k€ HT/an	1 220 k€ HT/an	1 232 k€ HT/an	1 218 k€ HT/an	1 171 k€ HT/an	1 116 k€ HT/an	1 231 k€ HT/an	1 231 k€ HT/an
Environnemental	Emissions GES	1 354 teq CO2	1 041 teq CO2	1 340 teq CO2	1 047 teq CO2	1 063 teq CO2	1 003 teq CO2	963 teq CO2	908 teq CO2	965 teq CO2	833 teq CO2	1 168 teq CO2	1 043 teq CO2
	Qté EP	44 779 MWh EP	35 988 MWh EP	45 794 MWh EP	37 319 MWh EP	36 064 MWh EP	36 182 MWh EP	34 993 MWh EP	34 209 MWh EP	33 669 MWh EP	27 858 MWh EP	35 346 MWh EP	37 157 MWh EP

Comparatif économique des scénarios



Comparatif environnemental des scénarios



Observations sur l'utilisation du rapport

Ce rapport, ainsi que les cartes ou documents, et toutes autres pièces annexées constituent un ensemble indissociable. Les incertitudes ou les réserves qui seraient mentionnées dans la prise en compte des résultats et dans les conclusions font partie intégrante du rapport.

En conséquence, l'utilisation qui pourrait être faite d'une communication ou d'une reproduction partielle de ce rapport et de ses annexes ainsi que toute interprétation au-delà des énonciations d'Antea Group ne sauraient engager la responsabilité de celui-ci. Il en est de même pour une éventuelle utilisation à d'autres fins que celles définies pour la présente prestation.

Les résultats des prestations et des investigations s'appuient sur un échantillonnage ; ce dispositif ne permet pas de lever la totalité des aléas liés à l'hétérogénéité des milieux naturels ou artificiels étudiés. Par ailleurs, la prestation a été réalisée à partir d'informations extérieures non garanties par Antea Group ; sa responsabilité ne saurait être engagée en la matière.

Antea Group s'est engagé à apporter tout le soin et la diligence nécessaire à l'exécution des prestations et s'est conformé aux usages de la profession. Antea Group conseille son Client avec pour objectif de l'éclairer au mieux. Cependant, le choix de la décision relève de la seule compétence de son Client.

Ce rapport devient la propriété du Client après paiement intégral de la mission, son utilisation étant interdite jusqu'à ce paiement. A partir de ce moment, le Client devient libre d'utiliser le rapport et de le diffuser, sous réserve de respecter les limites d'utilisation décrites ci-dessus.



Références :



www.lne.fr



Portées
communiquées
sur demande