



M A N E R G Y

10.2020

# FICHE RESEAU

## Le-Blanc-Mesnil

Schéma Directeur des Réseaux  
de Chaleur de l'EPT Paris Terres



MAÎTRE D'OUVRAGE



**SERMET** **PINTAT**  
— groupe MANERGY — AVOCATS

# SOMMAIRE

<b>1. PRESENTATION GENERALE DU RESEAU .....</b>	<b>2</b>
<b>2. CONTEXTE CONTRACTUEL.....</b>	<b>3</b>
2.1 Evolutions du contrat initial/Avenants .....	3
<b>3. LES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES .....</b>	<b>5</b>
3.1 Les moyens de production .....	5
3.1.1 Chaufferies principales.....	5
3.1.2 Focus Cogénération.....	6
3.1.3 Bilan des puissances installées.....	7
3.2 Le réseau de distribution.....	7
3.3 Les sous-stations .....	9
3.4 Bilan énergétique et performance environnementale .....	9
3.5 Simulation du fonctionnement du réseau .....	10
<b>4. PATRIMOINE RACCORDE ET VENTES DE CHALEUR.....</b>	<b>13</b>
<b>5. MOYENS HUMAINS ET QUALITE DE SERVICE .....</b>	<b>14</b>
5.1 Les moyens humains .....	14
5.2 La qualité du service aux abonnés .....	15
<b>6. DONNEES ECONOMIQUES ET FINANCIERES.....</b>	<b>16</b>
6.1 Structure tarifaire.....	16
6.2 Recettes et charges .....	18
<b>7. SYNTHESE .....</b>	<b>19</b>



# 1. PRESENTATION GENERALE DU RESEAU

Nom du réseau	Le-Blanc-Mesnil
Maître d'Ouvrage / Autorité Concedante	EPT Paris Terres d'Envol
Mode de gestion	DSP Concession
Prise d'effet du contrat	01/09/2002
Durée du contrat	44
Fin du contrat	31/08/2046
Exploitant / délégataire	CORIANCE (BMES)
Périmètre de fourniture d'énergie	Voir plan ci-dessous

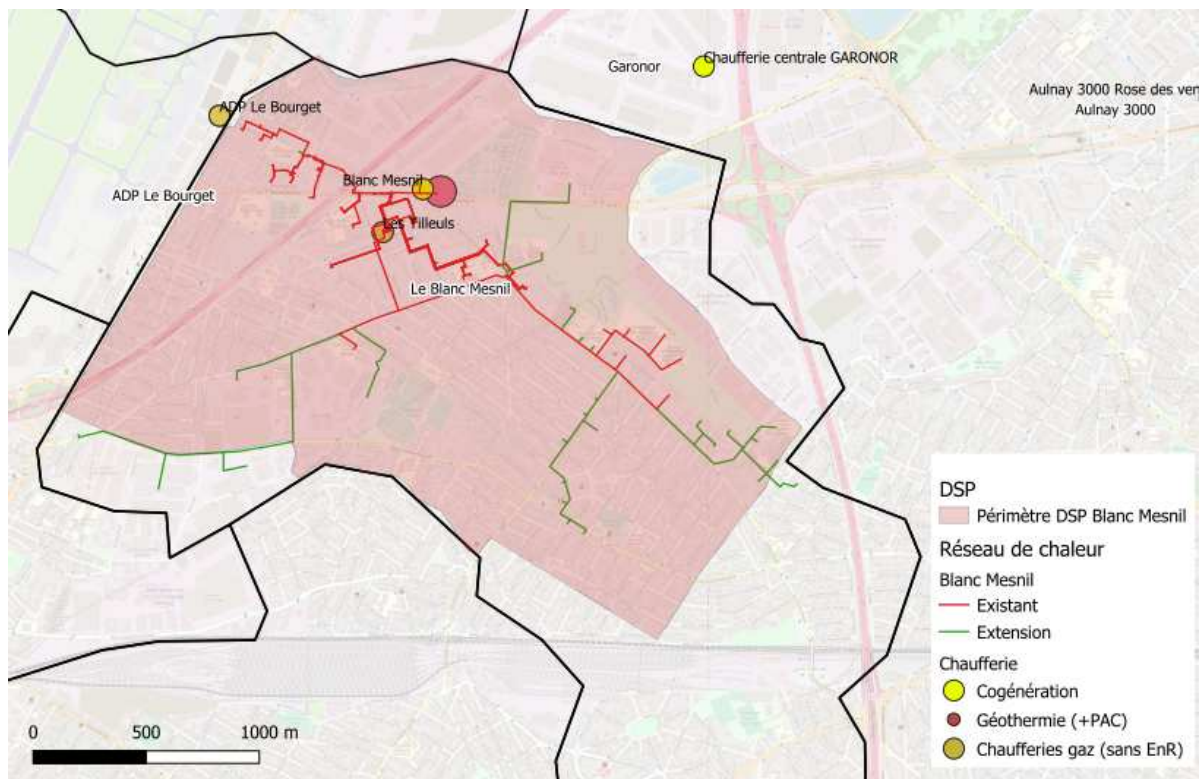


Figure 1 : Carte du réseau de chaleur existant & Extensions prévues



## 2. CONTEXTE CONTRACTUEL

### 2.1 Evolutions du contrat initial/Avenants

Types de contrat	Concession de service public avec investissements
Objet du contrat	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ L'exploitation et le renouvellement par le délégataire, à ses risques et périls, de l'ensemble des ouvrages existants nécessaires au service destiné à la production, au transport et à la distribution de chaleur</li><li>✓ La réalisation, la maintenance et le renouvellement de la centrale de cogénération et de ses équipements connexes et des autres équipements qui pourraient être proposés et de ses extensions</li></ul>
Energies	Géothermie, gaz naturel (pour la cogénération et la majeure partie des appoints), le fuel lourd TBTS à teneur en soufre intérieure à 1% ou le fioul domestique.
Autorité concédante	SEAPFA puis EPT PARIS TERRES D'ENVOL
Titulaire	CORIANCE (BMES) Société dédiée créée : Blanc-Mesnil Energie service (BMES)
Durée	25 ans (durée initiale) puis prolongée par voie d'avenant (n°2) de 19 ans <b>44 Ans</b>
Prise d'effet	1 <sup>ier</sup> septembre 2002
Expiration	31 août 2046
Echéances Polices	<ul style="list-style-type: none"><li>✓ Conclut pour la durée de la présente DSP</li><li>✓ Les nouveaux abonnements peuvent être souscrits à toute époque de l'année et pour la durée restant à courir jusqu'à expiration de la durée de la DSP</li></ul>
Avenants	<p><u>Avenant n°1 du 05/07/2004 :</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Définit les nouvelles modalités de versement de l'élément « A1 » de la redevance du délégant de 2003 à 2021</li></ul> <p><u>Avenant n°2 du 28/01/2014 :</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Définit les conditions techniques et économiques permettant une utilisation accrue de <b>l'énergie géothermale</b> sur le réseau de Blanc-Mesnil</li><li>✓ Met à la charge du délégataire différents travaux (abandon du doublet géothermique de 2014, <b>forage d'un nouveau doublet de géothermie</b>, mise en place d'une pompe à chaleur de 3 MWf, rénovation de l'installation de cogénération de Blanc-Mesnil)</li><li>✓ Adapte certaines dispositions financières de la convention</li><li>✓ Prolonge la durée de la convention : <b>l'article 8 de l'avenant modifie la durée de la concession</b> : « En conséquence de ce qui précède, le 2<sup>ème</sup> alinéa de</li></ul>





	<p><i>l'article 2.2 du contrat est désormais le suivant : hormis les cas de résiliation indiqués à l'article 8.1, son échéance est fixée au 31 août 2046 inclus »</i></p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Article 10 de l'avenant « <i>clause de rencontre</i> » complète l'article 6.6 du contrat en la matière</li></ul> <p><u>Avenant n°3 du 30/06/2016 :</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>✓ Apporte des précisions aux modalités de révision du terme R1 Gaz</li><li>✓ Définit le mode de remplacement des indices des tarifs d'électricité dans les formules d'indexation du R1 GEO et R1 PAC</li><li>✓ Ajuste le tarif R2 pour tenir compte du montant de subventions perçues par le délégataire</li><li>✓ Actualise le montant de la redevance due au Délégant</li><li>✓ Intègre des coûts d'investissements consentis par BMES pour le raccordement hydraulique de l'échangeur de la résidence des Tilleuls au réseau de chaleur Blanc-Mesnil</li><li>✓ Définit les modalités de répartition des Unités Forfaitaires de Facturation,</li><li>✓ Fige le modèle du CEP.</li></ul>
<b>Propriété</b>	Les ouvrages réalisés ou acquis par le Délégataire et réalisés à l'intérieur du périmètre de concession font partie des biens concédés. En font également partie les biens immobiliers existants du service compris dans le périmètre de concession. Ils constituent des biens de retour.
<b>Périmètre</b>	Le service de distribution publique d'énergie thermique délégué sera assuré sur l'ensemble du territoire défini en annexe 2 dit « périmètre de concession ». A noter que les ouvrages établis ou à établir le sont- sur le territoire de la <b>commune de Blanc-Mesnil</b> .
<b>Exportation</b>	<p>Utiliser les ouvrages délégués pour vendre de l'énergie thermique à des usagers situés en dehors du périmètre délégué. Autorisation accordée par le Délégant. Elle est notamment subordonnée au respect des deux conditions suivantes :</p> <p>Le périmètre du contrat peut être modifié aux conditions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Le délégataire doit consulter le délégant et obtenir son accord ;</li><li>- Des considérations techniques ou économiques doivent justifier l'extension ou la diminution du périmètre de la concession.</li></ul> <p><u>Autre condition</u> : extension ou diminution doit être réalisé sur le territoire du délégant (condition de spécialité).</p>





## 3. LES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES

### 3.1 Les moyens de production

#### 3.1.1 Chaufferies principales

Le réseau de chaleur est alimenté par un site principal comprenant 2 chaufferies ; et par une chaufferie gaz d'appoint/secours, dont les caractéristiques sont détaillées ci-dessous :

Nom du site	Centrale RCU Blanc Mesnil		Chaufferie des Tilleuls
Type d'énergie	Centrale géothermique	Cogénération gaz	Chaufferie gaz
Mode d'exploitation contractuel	Intégré à la DSP		Mise à dispo par VILOGIA
Equipements en chaufferie Puissances installées utiles	Doublet Géo : 15,5 MW Dont PAC : 4,5 MW <sub>chaud</sub> TOTAL : 15,5 MW	4 moteurs à gaz TOTAL : 8,4 MW <sub>th</sub> ; 7,7 MW <sub>élec</sub>	3 chaudières de 4,7 MW TOTAL : 14,1 MW
Date de mise en service des équipements	2016	2016	N.C.
Etat d'usage des équipements	Bon état		
Statut réglementaire	ICPE 2910 Enregistrement (> 20 MW PCI)		
Chaufferie soumise aux quotas CO2	NON	NON	NON





<b>Puissance maximale appelée RCU à -7°C</b>	19 MW
<b>Mode de régulation/priorités contractuelles</b>	Doublet de géothermie en base avec la PAC en appoint de puissance et en remontée de température. La chaufferie gaz des Tilleuls vient en appoint principal sur le réseau. La cogénération peut fonctionner sur un mode continu (et donc en priorité par rapport à la géothermie), tant que le taux d'EnR&R > 50% est atteint
<b>Travaux réalisés ces dernières années</b>	Rénovation complète de la cogénération et du doublet de géothermie en 2016 En 2019 : remplacement de la pompe d'exhaure et casse du tube de traitement du puits, empêchant le bon fonctionnement et la bonne valorisation de la géothermie entre août et octobre.
<b>Travaux structurants prévus prochainement par l'exploitant</b>	Dans le cadre du PRU, la chaufferie des Tilleuls est conservée et le local Descartes (noeud stratégique du réseau) est déplacé



Vue 3D du site principal (Source : Google Maps 2020)

### 3.1.2 Focus Cogénération

<b>Présence d'une cogénération</b>	<b>OUI</b>
<b>Nombre de site</b>	1
<b>Puissance totale élec</b>	7 700 kWé
<b>Type d'équipement</b>	4 moteurs à gaz
<b>Production totale élec</b>	16 669 MWhé en 2018 20 771 MWhé en 2019
<b>Type de contrat de rachat</b>	Obligation d'achat EDF (C 13)
<b>Tarifs d'achat de l'électricité</b>	165 €/HT/MWhé en 2018 143 €/HT/MWhé en 2019
<b>Mode de fonctionnement</b>	Continu sur 3 mois en 2018 Continu sur 5 mois en 2019





<b>Fin du contrat de rachat de l'électricité</b>	2028
<b>Mode de ré-impact des bénéfices cogé</b>	Recettes pour l'exploitant
<b>Que se passe-t-il à la fin du contrat cogé ?</b>	Le CEP de l'avenant 2 prévoyait à minima un fonctionnement en dispatchable jusqu'en 2046 (fin du contrat de DSP). L'arrêt de la cogénération après 2028 conduira à une hausse des tarifs aux abonnés si rien n'est envisagé d'ici là

### 3.1.3 Bilan des puissances installées

---

Source d'énergie	Puissance utile MW (2019)
Géothermie (+PAC)	15,5
Bois	
Total Production EnR&R	15,5
Gaz	14,1
Cogénération gaz	8,4
Fioul	-
Total Production	38
Part de puissance ENR&R installée/Total	41%

## 3.2 Le réseau de distribution

Années	2018	2019	Moyenne	Prévisionnel contrat
--------	------	------	---------	----------------------





<b>Longueur totale</b>	4 505	4 505		
<b>Type de canalisation HP/BP</b>	Eau Chaude Basse Pression <109°C			
<b>Débit sur le réseau m3/h</b>	527			
<b>Ratio consommations électrique / chaleur produite kWhé/MWh</b>	74,3	56,3	<b>65,3</b>	
<b>Régime de température</b>	100°C aller – 70°C retour par -7°C ext.			
<b>Pression nominale du réseau</b>	16 bars max			
<b>Densité thermique ml/MWh vendu</b>	7,9	8,2	<b>8,0</b>	
<b>Appoints d'eau m3/an</b>	1 634	587	<b>1111</b>	
<b>Taux de fuites d'eau m3/GWh vendu</b>	46	16	<b>31</b>	
<b>Age/Etat du réseau</b>	Etat correct : 3 fuites réseau en 2018			
<b>Travaux réalisés</b>	<p>Fuite d'eau géothermale importante en 2018 sur le réseau à cause de l'encrassement des échangeurs ce qui a nécessité une vidange partielle du réseau</p> <p>Raccordement des nouvelles sous-stations de la résidence Le Floréal en 2019</p> <p>Réparation de la chambre de vannes C17 en 2019</p> <p>Dans la zone du chemin Notre-Dame, les raccordements de la Résidence Germain Dorel et de la Maison des Arts martiaux ont été réalisés (janvier 2019 et février 2020).</p>			
<b>Travaux prévus prochainement</b>	<p>Poursuite du développement du réseau en 2020 et 2021. 7 raccordements prévus en 2020</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Dojo</li> <li>- Lycées Moulin,</li> <li>- Lycée Mozard,</li> <li>- Lycée Briand</li> <li>- Théâtre</li> <li>- Lot 3 – Domaine des Armoiries COGEDIM</li> <li>- Groupe scolaire Rose Blanc</li> </ul>			
<b>Commentaires</b>	<b>Le SEAPFA a pris la décision de classer le réseau le 21 Juin 2017</b>			





### 3.3 Les sous-stations

Sous-stations		A fin 2019
Nombre de sous-stations		21
Nombre de SST chauffage seul		15
Nombre de SST chauffage + ECS		6
Mode de régulation	Vannes 2 voies motorisées sur le départ réseau primaire asservie à la température mesurée sur le départ secondaire de l'échangeur. Régulation ECS réalisée par une vannes 3 voies motorisée sur le départ réseau primaire asservie à la température mesurée sur le départ secondaire	
Limite de prestation	Chauffage : après les vannes d'isolement situées en aval échangeur ECS : après les vannes d'isolement situées en aval échangeur	
Commentaires	<b>BMES a réalisé en 2019 les travaux de création de 4 nouvelles sous-stations en pied de bâtiment sur la résidence Le Floreal, suite à la vente d'une partie du foncier par EMMAUS HABITAT</b>	

### 3.4 Bilan énergétique et performance environnementale

Le bilan énergétique du réseau, sur les années 2018 et 2019, est détaillé dans le tableau suivant :

Années	2018	2019	Moyenne
Energie totale consommée en chaufferie	64 697	73 620	69 158
Energie totale sortie chaufferie	38 193	44 398	41 296
<i>Rendement moyen de production thermique (hors prod élec cogé)</i>	<b>59%</b>	<b>60%</b>	<b>60%</b>
Chaleur produite Géothermie+PAC	21 180	20 403	20 792
Chaleur produite biomasse			
Chaleur produite chaudières gaz	1 312	3 794	2 553
Chaleur produite cogénération gaz	15 701	20 201	17 951
Chaleur produite fioul			





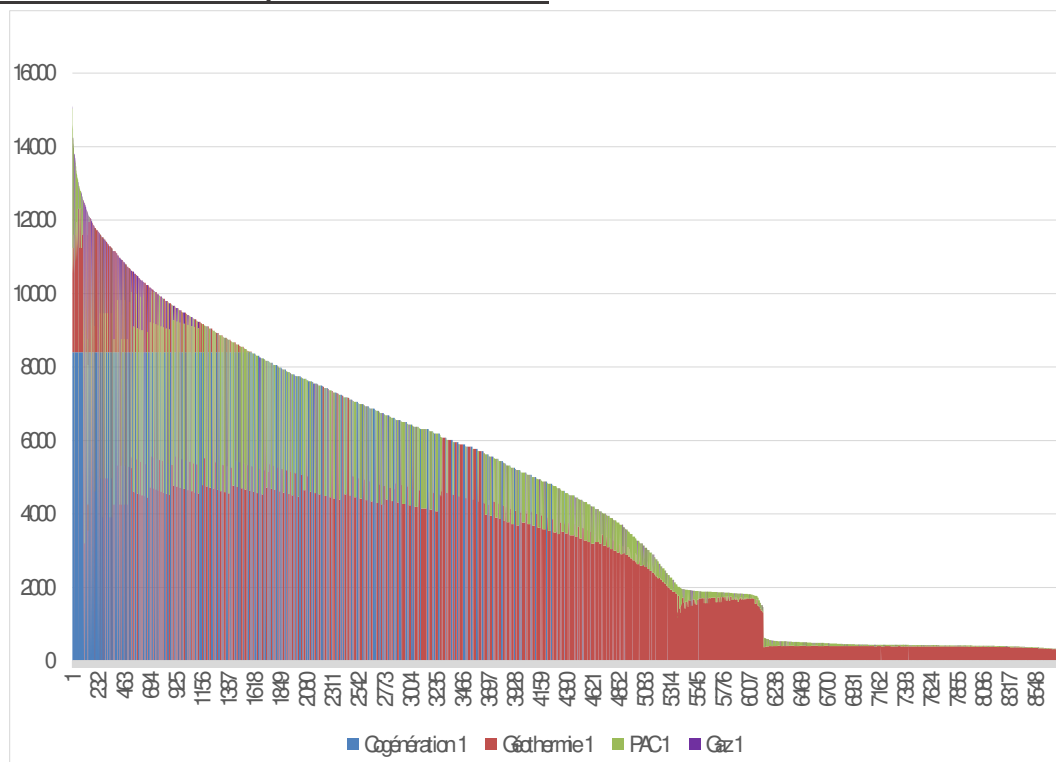
Taux ENR	51%	37%	44%
Chaleur totale livrée	35 584	36 740	36 162
Pertes thermiques	2 609	7 658	5 134
Rendement de distribution	93%	83%	88%
Rendement global du réseau = production x distribution	55%	50%	52%
Tonnes de CO2 émises	3416	4703	4059
Contenu CO2 du réseau (y compris cogénération)	96	128	112

On constate qu'en 2019, le taux d'EnR&R a été inférieur à 50% en raison de l'indisponibilité de la géothermie. BMES s'est engagé à prendre à sa charge le surcout de TVA sur le R1 engendré par cette situation, sans impact pour les abonnés.

### 3.5 Simulation du fonctionnement du réseau

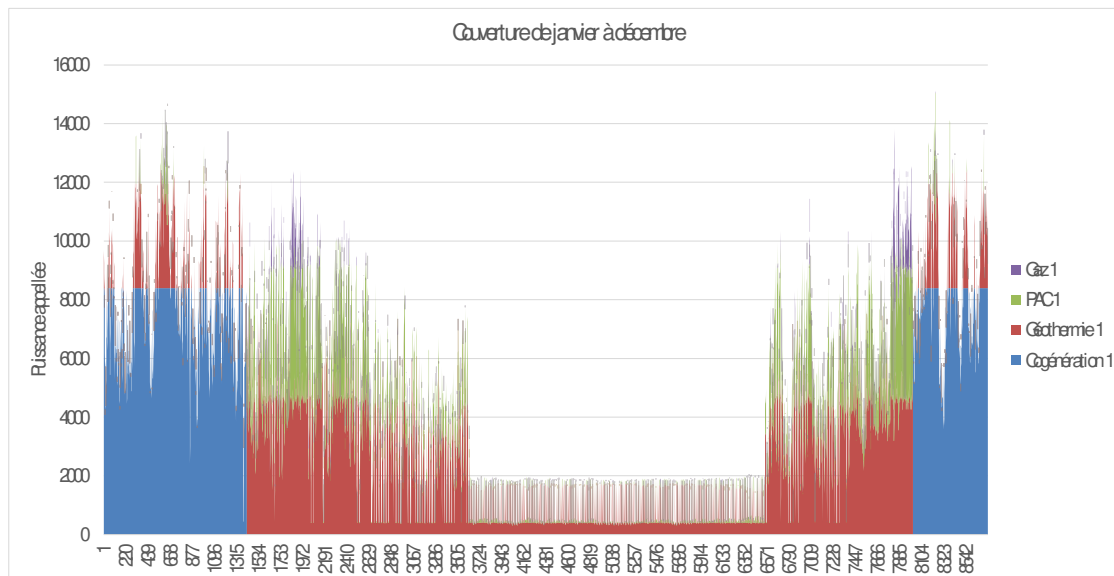
Le fonctionnement du réseau de chaleur a été simulé, heure par heure sur une année (données 2018 ou 2019), grâce à un outil de calcul développé en interne chez SERMET et ITherm CONSEIL. Les données de consommations réelles pour chaque sous-station ainsi que les informations relatives aux systèmes de production et au réseau de distribution ont été utilisées, pour une simulation au plus proche de la réalité.

#### Fonctionnement théorique actuel du réseau :



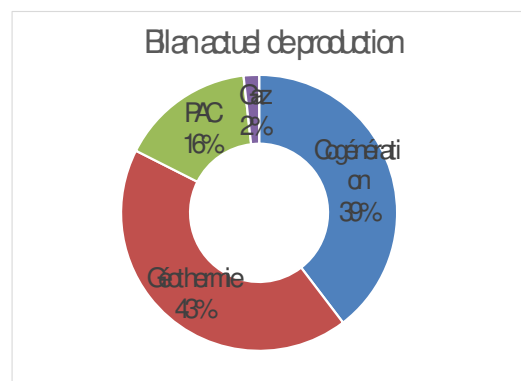


### Monotone horaire



La cogénération a été retenue en fonctionnement continu sur **3 mois**, comme retenu par BMES en 2018 (année plus habituelle qu'en 2019 où a eu lieu l'incident sur la géothermie).

On constate que la cogénération couvre près de 40% des besoins et que la Géothermie+PAC couvre 59%. La PAC a un COP (MWhthermiques/MWhélec consommés) moyen annuel d'environ **4,0**. La part de consommation gaz par la chaufferie des Tilleuls est réduite à seulement 2%.



Dans des conditions de fonctionnement optimales, sans coupures, le taux ENR&R peut atteindre **54%**. En 2018, il était de 51%.

NB : il s'agit d'une simulation qui ne tient pas compte de toutes les spécificités techniques du réseau.

### Potentiel restant de production ENR&R :





A partir de ce modèle théorique recalé, il est alors possible d'estimer le potentiel d'EnR que peut produire en plus la chaufferie biomasse pour un volume d'extension donné, et d'estimer à partir de quel volume limite supplémentaire le taux d'EnR marginal des extensions, et le taux global RCU après extensions, deviennent respectivement inférieurs à 65% et 50% (critère Fonds chaleur ADEME pour être éligibles au subventions).

**Ce volume de ventes d'extensions/densification « maximum » s'établit à :**

- **Avec un fonctionnement continu sur 3 mois de la cogénération : + 20 000 MWh/an, dont 10% d'ECS**
- **Avec fonctionnement 5 mois en dispatch (ou arrêt de la cogénération) : avec les besoins 2019, le taux d'EnR&R global du réseau serait de 80%. Dans ce cas, + 30 000 MWh/an, dont 10% d'ECS permettraient encore de respecter le second critère d'éligibilité aux subventions « > 70% au global et > 25% en marginal »**

**Attention cependant, pour atteindre ces taux de couverture EnR, il faut que les extensions aient une loi d'eau compatible avec celle du RCU (sinon, nécessité de conserver les moyens de production existants pour réaliser l'appoint en température).**

---

*Les résultats de la simulation montrent que la puissance de production ENR&R n'est pas totalement exploitée et qu'il existe donc une possibilité d'extensions/densification, de ce réseau de chaleur, sous condition de loi d'eau secondaires compatible avec le RCU.*

---



## 4. PATRIMOINE RACCORDE ET VENTES DE CHALEUR

ABONNES	2018	2019	Prév. Contrat
Consommations logements MWh/an	32 185	33 296	
Consommations équipements MWh/an	3 396	3 409	
Puissance souscrite totale (UFF)	<b>1 668</b>	<b>1 781</b>	
Nombre de logements raccordés	3 388	3 653	
Consommation moyenne / logement MWh/an	9,5	9,1	
Nombre d'équipements raccordés	6	7	
Consommations annuelles totales Chauffage+ECS MWh/an	<b>35 581</b>	<b>36 705</b>	<b>36 620</b>
Dont Chauffage MWh/an	32 664	33 016	
DJU	2 132	2 112	2500
Soit chauffage en MWh/DJU	15,32	15,63	

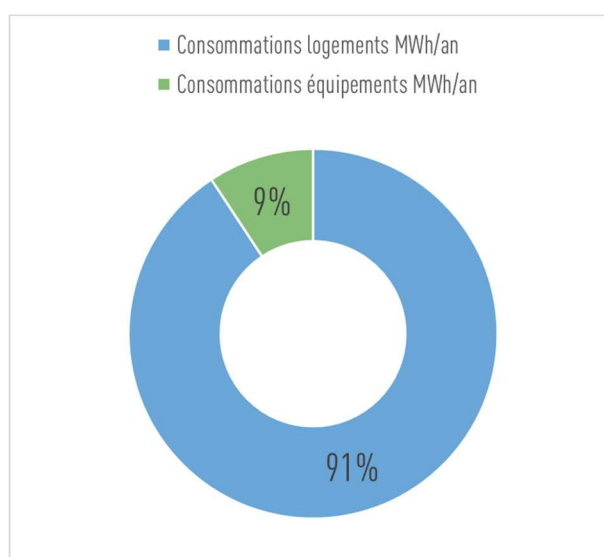


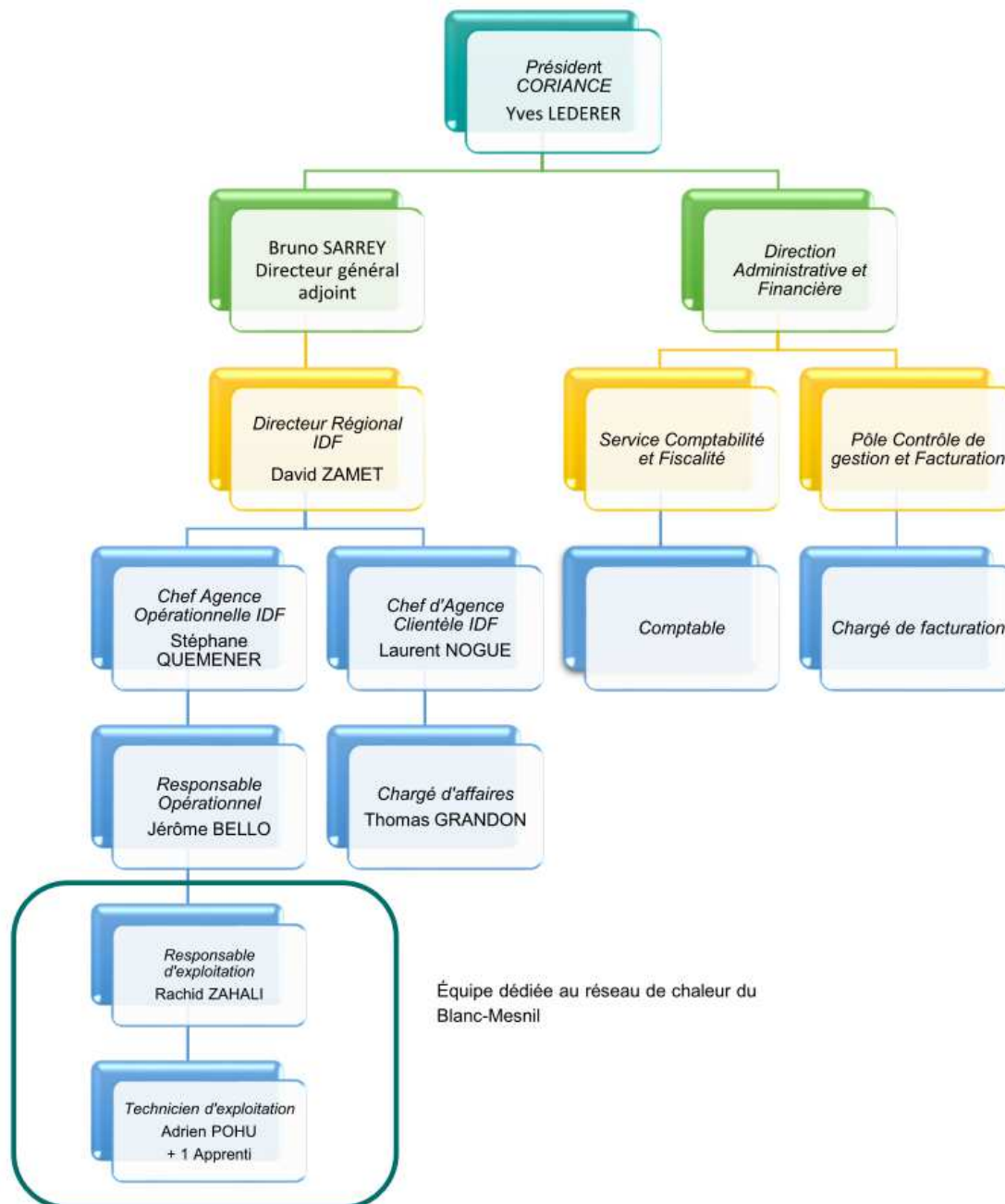
Figure 2 : Graphique présentant la répartition des consommations entre les logements et les équipements (2019)





## 5. MOYENS HUMAINS ET QUALITE DE SERVICE

### 5.1 Les moyens humains



: Organisation de l'exploitant du réseau

Figure 3





L'équipe dédiée au RCU est constituée de 2 personnes à temps plein et d'1 apprenti. Une astreinte est assurée 24 heures/24 et 7 jours/7.

## 5.2 La qualité du service aux abonnés

Les indicateurs de qualité du service sont repris dans le tableau suivant :

	2018	2019
<b>Interruption de la fourniture de chaleur</b>	En 2018, il y a eu 9 coupures de fournitures (dont 3 imprévues), pour un nombre d'arrêt total de 75h, soit une disponibilité de 0,8%. Ces coupures sont moins longues que les années précédentes grâce à une meilleure réactivité de BMES.	
<b>Disponibilité du puits de géothermie</b>	97,1%	79,1%
<b>Perception générale de la qualité de service</b>	De manière générale, le réseau est correctement entretenu par le Délégué. Suite aux remarques indiquant une mauvaise communication sur les années précédentes, le SEAPFA et SERMET sont désormais prévenus par BMES de tous incidents dans des délais convenables	



## 6. DONNEES ECONOMIQUES ET FINANCIERES

### 6.1 Structure tarifaire

	2018	2019
<b>Mixité contractuelle du R1</b>	Aucune. Seulement > 50% EnR imposé pour TVA réduite	
R1 €HT/MWh	19,5	16,85
<b>Part du R1</b>	23%	20%
<b>TVA sur le R1</b>	5,50%	5,50%
R2 €HT/UFF	1389,30	1413,24
<i>Dont r21</i>	<i>Pas de sous terme R2 au contrat</i>	<i>Pas de sous terme R2 au contrat</i>
<i>Dont r22</i>		
<i>Dont r23</i>		
<i>Dont r24</i>		
<i>Dont r25</i>		
<b>Part du R2</b>	77%	80%
<b>TVA sur R2</b>	5,50%	5,50%
<b>Tarif moyen estimé (€HT / MWh)</b>	<b>84,64</b>	<b>86,37</b>
<b>Tarif moyen estimé (€TTC / MWh)</b>	<b>89,30</b>	<b>91,12</b>
<b>Facture moyenne d'un logement du réseau (€TTC/an)</b>	<b>1112</b>	<b>1052</b>





<i>Facture moyenne estimée pour un logement ancien (€TTC/an)*</i>	<i>1112</i>	<i>1052</i>
<i>Facture moyenne estimée pour un logement RT 2005 (€TTC/an)*</i>	<i>799</i>	<i>755</i>

\*Les factures sont estimées à partir des hypothèses de l'AMORCE :

	<i>Conso Chauffage</i>	<i>Conso ECS</i>		<i>PS</i>	
<i>Ancien</i>	<i>7,3</i>	<i>2,2</i>	<i>MWh</i>	<i>7</i>	<i>kW</i>
<i>RT2005</i>	<i>5</i>	<i>2</i>	<i>MWh</i>	<i>5</i>	<i>kW</i>



## 6.2 Recettes et charges

	2018	2019
Frais de raccordement	0	0
Vente annuelle R1	694 061	663 496
Vente annuelle R2	2 316 601	2 516 265
Vente d'électricité cogénération	2 755 272	2 975 654
<b>TOTAL RECETTES ANNUELLES</b>	<b>5 765 934</b>	<b>6 155 415</b>
Charges d'énergie hors cogé	426 771	389 802
Charges d'énergie cogénération	1 836 606	1 202 378
Charges P2 technique (personnel, contrôles réglementaires, eau, électricité P2...)	609 506	622 000
Charges P2 administratives (frais de structure, assurances, RODP, redevances autorité déléguées...)	460 405	961 400
<i>dont Frais généraux / de structure</i>	<i>214 990</i>	<i>139 400</i>
Charges P3	223 059	545 615
<b>TOTAL CHARGES EXPLOITATION</b>	<b>3 556 347</b>	<b>3 721 195</b>
<b>EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>	<b>2 209 587</b>	<b>2 434 220</b>
Charges d'amortissement des investissements, subventions déduites + charges financières	2 883 000 €	2 820 000 €
<b>TOTAL CHARGES AVEC AMORTISSEMENT &amp; FINANCEMENT</b>	<b>6 439 347 €</b>	<b>6 541 195 €</b>
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION AVANT IMPÔTS</b>	<b>-673 413 €</b>	<b>-385 780 €</b>
Marge (R1+ Ventes Elec) /P1	152%	229%
Marge R2/P2+P3+P4	55%	51%
Profitabilité du réseau (Ventes / Charges hors frais généraux)	96%	110%





## 7. SYNTHÈSE

Le tableau suivant résume avec un code couleur les forces et faibles du réseau de chaleur :

RESEAUX	Blanc-Mesnil Nord
Rendement de production (avec production électrique cogénérations)	
Densité thermique	
Rendement de distribution	
Rendement global du réseau (avec production électrique cogénération)	
Taux de fuites sur le réseau	
Consommations électriques	
Performance environnementale (Taux ENR et contenu CO2)	
Capacité à augmenter les fournitures de chaleur sans baisse importante du taux ENR (Réserve de puissance $ENR\&R = P_{ENR\&R}/P_{appelée}$ )	
Prix TTC du réseau de chaleur	
Profitabilité du réseau pour l'exploitant	
Taux d'interruption de fourniture d'énergie	
Qualité du suivi de l'exploitant et du reporting	

Faible	
Moyen	
Bon	

