

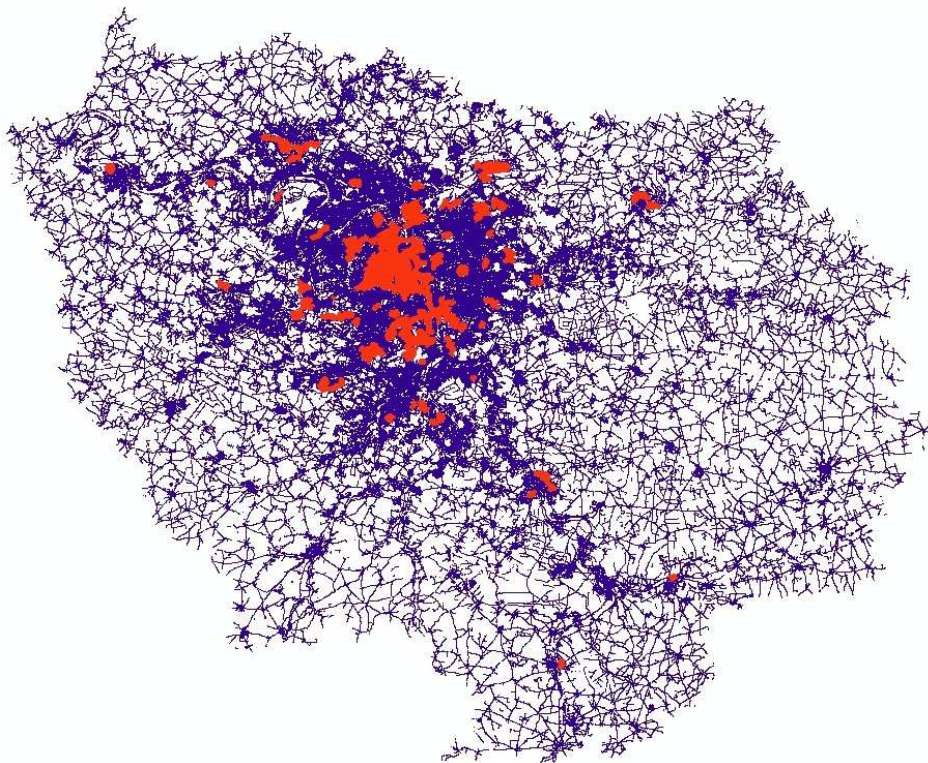
VOLET ÉCONOMIQUE

EXTRAIT DE L'ÉTUDE SUR LES RÉSEAUX DE CHALEUR

EN ILE-DE-FRANCE,

CONTRIBUTIVE À L'ÉLABORATION

DU SCHÉMA RÉGIONAL CLIMAT AIR ENERGIE



8 octobre 2012

Sommaire

1 TRAVAUX MENÉS **6**

1.1 Cadre général et périmètre.....6

1.2 Méthodologie de l'analyse financière.....6

2 ETAT DES LIEUX **10**

2.1 Tarif de vente moyen de la chaleur et coût net moyen par MWh.....10

**2.2 Coût net moyen pondéré par la quantité moyenne de chaleur
vendue.....11**

2.3 Coût net moyen « redressé »11

2.4 Décomposition du coût net de revient global au MWh.....12

2.5 Coût de revient et répartition des énergies primaires.....14

2.6 Coût de revient et répartition de la production par type d'énergie. .15

2.7 Coût de revient d'exploitation et répartition de l'énergie produite. .15

**2.8 Coût de revient d'exploitation et densité moyenne par sous-station
.....16**

**2.9 Coût de revient de l'investissement et du GER en relation avec la
date de création du réseau.....17**

2.10 Coût brut de l'investissement et du GER ramené au ml de réseau18

2.11 Répartition des recettes et répartition des énergies primaires.....20

2.12 Facture d'un EQL et d'un plateau tertiaire type.....20

3.1 Fiche « Financements »	22
3.2 Fiche « Formules de révision »	23
3.2.1 POUR LE TERME R1 (TARIF AU MWH CONSOMMÉ PAR L'USAGER) :.....	23
3.2.2 POUR LE TERME R2 (TARIF D'ABONNEMENT) :.....	25
3.3 Fiche de propositions sur l'« amélioration de la facturation et transparence »	26
3.3.1 COMPTE RENDU FINANCIERS.....	26
3.3.2 LA TARIFICATION.....	29

1 TRAVAUX MENÉS

1.1 Cadre général et périmètre

La présente partie a été réalisée par le cabinet Stratorial Finances. Elle couvre les points suivants du Cahier des charges (partie économique) :

Rapport d'analyse spécifique sur l'analyse des comptes de 15 réseaux étudiés,

- Fiche de propositions sur des formules d'indexation simplifiées,
- Fiche « Financements »,
- Fiche de propositions du prestataire sur l'« amélioration de la facturation et transparence ».

Les travaux se sont appuyés sur les éléments financiers disponibles relatifs aux 15 réseaux sélectionnés au préalable par le Maître d'ouvrage et le Groupement.

1.2 Méthodologie de l'analyse financière

Eléments financiers analysés

Les éléments financiers disponibles qui ont fait l'objet de l'analyse sont présentés dans le tableau à la page suivante pour chaque réseau. (tableau tronqué)

Pour le réseau de xxx, les données disponibles étaient insuffisantes pour réaliser une analyse financière. L'échantillon a donc été réduit de 15 à 14 réseaux.

Autorité organisatrice	Mode de gestion	Prestataire / délégataire	Éléments financiers analysés	Années analysées
	Concession			
	Concession			
	Affermage (avec ilôt concessif)			
	Affermage			
	Concession			
	Concession			
	Concession de travaux publics			
	Contrat d'exploitation			
	Affermage			
	Concession			
	Affermage			
	Concession			
	Concession			
	Concession (acheminement de la chaleur achetée à CPCU jusqu'à CVD)			

Retraitement des éléments financiers

Produits :

Ont été pris en compte les produits courants d'exploitation liés au service de fourniture de chaleur, répartis comme suit :

- Ventes de chaleur : part abonnement et part consommation
- Ventes d'électricité (si installation de cogénération)
- Autres produits courants

Ont été exclus les produits considérés comme non courants :

- Droits de raccordement
- Pénalités sur marchés
- Reprises sur provisions ou dépréciations
- Autres intérêts ou produits assimilés

- Produits exceptionnels sur opérations en capital
- Produits de cession de quotas de CO₂
- Produits financiers
- Produits exceptionnels

Charges :

Ont été prises en compte l'ensemble des charges courantes d'exploitation liées au service de fourniture de chaleur, réparties en quatre catégories :

- Energies primaires
- Exploitation (électricité, personnel, maintenance, prestations externes diverses, entretien courant, maintenance, impôts et taxes, redevance pour frais de contrôle...)
- Gros entretien et renouvellement (GER)
- Investissement (amortissements ou remboursement du capital sur emprunt, intérêts financiers, redevance d'utilisation des ouvrages...)

Ont été exclues les charges considérées comme non courantes, ainsi que celles représentant une répartition ou une taxation des bénéfices de l'exploitant. Sont concernés les postes suivants :

- Participation des salariés
- Impôts sur les sociétés
- Charges exceptionnelles en capital
- Dotations aux provisions pour risques et charges

Les dotations aux provisions pour GER ont été remplacées par les dépenses réelles sur l'exercice lorsque celles-ci étaient précisées.

Remarques générales

Les charges d'exploitation comprennent les coûts liés à la production d'électricité le cas échéant. Cela peut induire un coût au MWh élevé sur certains réseaux dans la présentation des comptes d'exploitation (intégrés au rapport financier en annexe).

Les coûts au MWh présentés dans la suite de l'analyse font l'objet d'un retraitement.

Dans l'analyse qui suit, les données financières sont mise en relation avec des données techniques (densité énergétique du réseau, énergies primaires...) qui sont issues de la base de données SNCU (année de référence : 2009).

En raison de différences entre les données financières de la base SNCU d'une part (renseignées selon le bon vouloir des exploitants), et celles des comptes financiers analysés dans le cadre de la présente analyse d'autre part, certains indicateurs présentés par la suite (les tarifs de vente moyens de la chaleur 2009 notamment) peuvent différer de ceux figurant dans les fiches schéma énergie (partie technique du rapport).

2 ETAT DES LIEUX

2.1 Tarif de vente moyen de la chaleur et coût net moyen par MWh

Le tableau suivant reprend pour chaque réseau étudié le tarif de vente moyen de la chaleur (2009¹) et le coût de revient global (basé sur l'analyse des exercices disponibles) :

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Tarif moyen / MWh (valeur 2009)	Coût global moyen / MWh			Densité énergétique MWh/ml
			Coût brut	Recette électricité / MWh	Coût net	
80		36,66	35,09	0,00	35,09	10,61
63		40,65	71,90	32,37	39,54	7,75
44		46,00	42,12	0,00	42,12	7,92
2		48,19	46,72	0,00	46,72	5,80
43		49,91	47,42	0,00	47,42	6,62
65		57,05	57,82	0,00	57,82	3,59
-		62,71	57,87	0,00	57,87	ND
50		59,68	119,81	61,54	58,27	10,35
1		61,76	60,42	0,00	60,42	11,38
113/114		50,64	77,84	15,54	62,30	4,57
12		57,14	62,36	0,00	62,36	5,09
26		70,88	130,47	67,83	62,63	3,63
60		71,47	69,90	0,00	69,90	15,05
79		72,50	116,47	45,50	70,97	7,64
	Coût moyen		71,16		55,24	

Le coût net moyen au MWh ressort à :

- sur la totalité de l'échantillon : 55,24 € HT / MWh
- hors Paris CPCU : 54,85 € HT / MWh

On constate que les réseaux dont le coût de revient net est le moins élevé n'ont pas forcément une densité énergétique élevée comparée aux autres.

A l'inverse, certains réseaux ayant une densité énergétique élevée ont un coût net de revient par MWh élevé comparé aux autres réseaux.

¹ Tarifs ramenés en valeur 2009 pour 4 réseaux : Argenteuil, Mantes-la-Jolie, Clichy-sous-Bois, Plaisir à un taux de 2,5% par an.

2.2 Coût net moyen pondéré par la quantité moyenne de chaleur vendue

Le tableau suivant reprend pour chaque réseau les éléments du tableau précédent, en ajoutant le calcul du coût net moyen pondéré par la quantité moyenne de chaleur vendue par réseau : **(tableau supprimé)**

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Tarif moyen / MWh (valeur 2009)	Coût global moyen / MWh			Densité énergétique MWh/ml	Coût net x Densité énergétique	Chaleur vendue moyenne (MWh)	Coût net moyen pondéré par la qté moyenne de chaleur	
			Coût brut	Recette électricité / MWh	Coût net				avec Paris	sans Paris

Le coût net moyen au MWh pondéré par la quantité de chaleur vendue (= somme des coûts nets multipliés par la quantité moyenne de chaleur vendue du réseau ramenée à la quantité globale de chaleur vendue) ressort à :

- Sur la totalité de l'échantillon : 59,52 € HT / MWh
- Hors Paris CPCU : 54,97 € HT / MWh

2.3 Coût net moyen « redressé »

En fonction du nb d'EQL par sous-station

Le tableau suivant présente le coût net moyen « redressé » calculé de la manière suivante (pour le réseau n) :

Coût net moyen « redressé » n = Coût net moyen n x Nb d'équivalents logements par sous-station / Nb d'équivalents logement par sous-station sur le réseau Paris CPCU (pris en référence).

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen / MWh	Nb équivalents logement	Nb équivalents logement / Nb de sous-stations	Coût net moyen "redressé" / MWh
113/114		62,30	5 452	61	46,31
2		46,72	5 951	85	48,74
26		62,63	4 033	72	55,35
43		47,42	7 925	99	57,64
1		60,42	436 566	81	60,42
44		42,12	3 723	143	74,00
63		39,54	5 959	153	74,13
80		35,09	4 536	181	78,12
65		57,82	1 382	115	81,71
12		62,36	1 305	131	99,85
50		58,27	4 422	152	109,03
60		69,90	19 294	129	110,32
79		70,97	3 658	366	318,58
-		57,87	-	-	-
Valeurs moyennes		55,24			93,40

En se basant sur le Coût net moyen « redressé », l'amplitude entre le coût le moins élevé et le plus élevé est encore plus importante.

A noter comme évolutions par rapport au classement des réseaux en fonction du Coût net moyen :

- les réseaux **n°113/114** et **n°26** passent dans la partie haute du tableau (Coût net moyen « redressé » parmi les moins élevés)
- les réseaux **n°1**, **n°80** et **n°65** passent dans la partie basse du tableau (Coût net moyen « redressé » parmi les plus élevés).

2.4 Décomposition du coût net de revient global au MWh

Les tableaux suivants présentent pour chaque réseau étudié la décomposition du coût net de revient global au MWh², en valeur et en pourcentage :

² Pour les réseaux concernés, la recette d'électricité par MWh vendu été répartie au prorata de la part relative de chacun des quatre éléments de coûts dans le coût brut global par MWh.

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen / MWh	Coût net moyen (€ / MWh)			
			Energies primaires	Exploitation	GER	Investissement
80		35,09	20,57	7,39	1,98	5,15
63		39,54	18,71	6,42	4,65	9,75
44		42,12	28,18	8,24	4,31	1,39
2		46,72	15,35	14,28	11,95	5,15
43		47,42	24,84	13,62	3,99	4,96
65		57,82	31,14	9,43	3,45	13,80
-		57,87	10,26	21,90	11,16	14,56
50		58,27	28,27	13,71	1,50	14,79
1		60,42	41,30	6,39	9,76	2,97
113/114		62,30	33,48	15,01	3,24	10,57
12		62,36	41,13	15,65	5,58	0,00
26		62,63	25,23	12,53	8,75	16,13
60		69,90	44,92	14,27	0,00	10,71
79		70,97	32,84	13,35	5,79	18,99
		55,24	28,30	12,30	5,44	9,21

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen / MWh	Coût net moyen (€ / MWh)			
			Energies primaires	Exploitation	GER	Investissement
80		35,09	59%	21%	6%	15%
63		39,54	47%	16%	12%	25%
44		42,12	67%	20%	10%	3%
2		46,72	33%	31%	26%	11%
43		47,42	52%	29%	8%	10%
65		57,82	54%	16%	6%	24%
-		57,87	18%	38%	19%	25%
50		58,27	49%	24%	3%	25%
1		60,42	68%	11%	16%	5%
113/114		62,30	54%	24%	5%	17%
12		62,36	66%	25%	9%	0%
26		62,63	40%	20%	14%	26%
60		69,90	64%	20%	0%	15%
79		70,97	46%	19%	8%	27%
	Coût moyen / Valeur moyennes	55,24	51%	22%	10%	17%

Le coût net moyen au MWh, de 55,24 € HT, se décompose de la manière suivante :

- Energies primaires : 28,30 € (51%)
- Exploitation : 12,30 € (22%)
- GER : 5,44 € (10%)

— Investissement : 9,21 € (17%)

Le niveau élevé du coût global sur le réseau n°60 s'explique par le coût des énergies primaires. Pour le réseau n°50, il s'explique plutôt par le coût de l'investissement.

Sur le réseau n°2, le niveau faible du coût moyen s'explique par le coût des énergies primaires.

2.5 Coût de revient et répartition des énergies primaires

Le tableau suivant met en relation le coût de revient des énergies primaires avec l'origine des énergies³ :

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen / MWh	Coût net moyen (€ / MWh)	Répartition des énergies primaires (GWh)					
			Energies primaires	UIOM	Charbon	Fioul	Gaz	Géothermie	Reste
-		57,87	10,26	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2		46,72	15,35	-	-	-	52%	48%	-
63		39,54	18,71	-	-	-	62%	38%	-
80		35,09	20,57	87%	-	13%	-	-	-
43		47,42	24,84	-	-	-	100%	-	-
26		62,63	25,23	-	-	-	80%	19%	1%
44		42,12	28,18	98%	-	-	-	-	2%
50		58,27	28,27	-	-	1%	99%	-	-
65		57,82	31,14	-	-	-	100%	-	-
79		70,97	32,84	-	-	-	89%	11%	-
113/114		62,30	33,48	-	-	-	69%	31%	-
12		62,36	41,13	-	-	24%	76%	-	-
1		60,42	41,30	40%	23%	13%	24%	-	-
60		69,90	44,92	56%	27%	17%	-	-	-
		55,24	28,30	70%	25%	14%	75%	29%	2%

UIOM : Incinération des ordures ménagères

Coût moyen : 28,30 € HT / MWh

Une proportion élevée de la géothermie ou de l'incinération dans l'origine des énergies a tendance à diminuer le coût de revient.

A l'inverse, les réseaux utilisant du charbon ou du fioul tendent à avoir un coût de revient relativement élevé.

³ Pour Fresnes, les chiffres ne concernent que l'énergie produite, qui ne représente que 21% de la chaleur vendue (cf. 1.2.5).

2.6 Coût de revient et répartition de la production par type d'énergie

Le tableau suivant met en relation le coût de revient des énergies primaires avec la répartition de la production par type d'énergie :

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen / MWh	Densité énergétique MWh/ml	Coût net x Densité énergétique	Coût net moyen (€ / MWh)	Répartition de l'énergie produite par type d'énergie				
					Energies primaires	Energies renouvelables et de récupération	Cogénération gaz	Energies fossiles (yc gaz)	Importations	
-		57,87	ND	ND	10,26	ND	ND	ND	ND	ND
2		46,72	5,80	271	15,35	49%	42%	9%	-	-
63		39,54	7,75	306	18,71	38%	46%	16%	-	-
80		35,09	10,61	372	20,57	86%	-	14%	-	-
43		47,42	6,62	314	24,84	-	79%	21%	-	-
26		62,63	3,63	227	25,23	19%	72%	9%	-	-
44		42,12	7,92	334	28,18	98%	0%	2%	-	-
50		58,27	10,35	603	28,27	0%	78%	22%	-	-
65		57,82	3,59	208	31,14	-	-	21%	79%	-
79		70,97	7,64	542	32,84	11%	58%	31%	-	-
113/114		62,30	4,57	285	33,48	38%	35%	27%	-	-
12		62,36	5,09	317	41,13	-	-	100%	-	-
1		60,42	11,38	688	41,30	40%	21%	39%	-	-
60		69,90	15,05	1 052	44,92	56%	-	44%	-	-
		55,24		425	28,30	43%	48%	27%	79%	

Coût moyen : 28,30 € HT / MWh

Les réseaux dont le coût des énergies primaires est le moins élevé ont une forte proportion (au moins 70%) de la chaleur vendue provenant d'énergies renouvelables, de récupération ou de cogénération.

A l'inverse, les réseaux dont le coût des énergies primaires est le plus élevé ont une part des énergies fossiles plus importante que les autres.

2.7 Coût de revient d'exploitation et répartition de l'énergie produite

Le tableau suivant met en relation le coût de revient d'exploitation des équipements avec la densité énergétique d'une part, et la répartition de l'énergie produite d'autre part :

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen (€ / MWh)	Répartition de l'énergie produite par type d'énergie				Densité énergétique MWh/ml
		Exploitation	Energies renouvelables et de récupération	Cogénération gaz	Energies fossiles (yc gaz)	Importations	
1		6,39	40%	21%	39%	-	11,38
63		6,42	38%	46%	16%	-	7,75
80		7,39	86%	-	14%	-	10,61
44		8,24	98%	0%	2%	-	7,92
65		9,43	-	-	21%	79%	3,59
26		12,53	19%	72%	9%	-	3,63
79		13,35	11%	58%	31%	-	7,64
43		13,62	-	79%	21%	-	6,62
50		13,71	0%	78%	22%	-	10,35
60		14,27	56%	-	44%	-	15,05
2		14,28	49%	42%	9%	-	5,8
113/114		15,01	38%	35%	27%	-	4,57
12		15,65	-	-	100%	-	5,09
-		21,90	ND	ND	ND	ND	ND
		12,30	43%	48%	27%	79%	7,69

Coût moyen : 12,30 € HT / MWh

Les deux principaux facteurs qui tendent à alléger le coût de revient de l'exploitation des équipements semblent être la proportion d'énergies renouvelables et de récupération ainsi que la densité énergétique.

A l'inverse, la proportion des énergies fossiles tend à accroître le coût de revient d'exploitation des équipements.

2.8 Coût de revient d'exploitation et densité moyenne par sous-station

Le tableau suivant met en relation le coût de revient d'exploitation des équipements avec l'écart entre le nombre de sous-stations réel et le « théorique » basé sur le ratio du CPCU (0,834 GWh / sous-station). Est indiqué également pour chaque réseau le Coût net Exploitation par MWh « redressé » selon la même méthode que celle décrite en 1.2.3. :

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen (€ / MWh)	Répartition des énergies primaires (GWh)			Nb de sous-stations théorique	Nb de sous-stations réel	Différentiel : nb réel de sous-stations / théorique	Coût annuel moyen (k€ / Sous-station)
		Exploitation	UIOM+ Géothermie	Energies fossiles	Reste				Exploitation
12		25%	-	100%	-	19	10	-47%	24,5
44		20%	98%	-	2%	61	26	-57%	15,9
43		29%	-	100%	-	128	80	-37%	15,3
65		16%	-	100%	-	23	12	-49%	15,0
113/114		24%	31%	69%	-	76	90	19%	13,2
2		31%	48%	52%	-	83	70	-16%	14,2
1		11%	40%	60%	-	5 357	5 357	0%	5,3
60		20%	56%	44%	-	238	150	-37%	18,9
80		21%	87%	13%	-	130	25	-81%	32,0
26		20%	19%	80%	1%	58	56	-3%	22,3
63		16%	38%	62%	-	64	39	-39%	22,8
79		19%	11%	89%	-	53	10	-81%	90,0
50		24%	-	100%	-	64	29	-54%	51,4
-		38%	ND		ND	67	ND	ND	-
		22%							26,2

Coût moyen : 12,30 € HT / MWh

La comparaison entre le nombre réel de sous-stations et le nombre théorique (base CPCU) met en évidence un écart globalement plus important pour les réseaux au coût le moins élevé (partie haute du tableau), qui tend à augmenter fortement le Coût moyen « redressé » par rapport au Coût moyen d'origine.

Si l'on exclut le réseau **n°79**, qui a un nombre de sous-stations très peu élevé (10), le Coût moyen « redressé » se situe dans une fourchette comparable à celle du Coût moyen d'origine.

2.9 Coût de revient de l'investissement et du GER en relation avec la date de création du réseau

Le tableau suivant met en relation le coût de revient de l'investissement et du GER en relation avec la date de création du réseau, ainsi que l'écart entre le nombre de sous-stations réel et le « théorique » :

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût net moyen (€ / MWh)			Date de création du réseau	Nb de sous-stations théorique	Nb de sous-stations réel	Différentiel : nb réel de sous-stations / théorique
		GER	Investissement	Investissement + GER				
12		5,58	0,00	5,58	1972	19	10	-47%
44		4,31	1,39	5,70	1985	61	26	-57%
80		1,98	5,15	7,13	1990	130	25	-81%
43		3,99	4,96	8,95	1964	128	80	-37%
60		0,00	10,71	10,71	1965	238	150	-37%
1		9,76	2,97	12,73	1930	5 357	5 357	0%
113/114		3,24	10,57	13,81	1982	76	90	19%
63		4,65	9,75	14,40	ND	64	39	-39%
50		1,50	14,79	16,29	1984	64	29	-54%
2		11,95	5,15	17,10	1969	83	70	-16%
65		3,45	13,80	17,25	1998	23	12	-49%
79		5,79	18,99	24,78	1964	53	10	-81%
26		8,75	16,13	24,88	1987	58	56	-3%
-		11,16	14,56	25,71	ND	67	ND	ND
		5,44	9,21	14,64	1974			

Coût moyen : 14,64 € HT / MWh, dont :

— GER : 5,44 €

— Investissement : 9,21 €

Globalement, les réseaux dont le coût global « Investissement + GER » sont les plus élevés (partie basse du tableau) ont été créés plus récemment. La différence de coût au MWh entre les réseaux les plus récents et les moins récents est plus marquée sur l'Investissement que sur le GER.

La même remarque qu'au tableau précédent, concernant le différentiel entre les nombres de sous-stations réel et théorique, peut être formulée, mais toutefois dans une moindre mesure.

2.10 Coût brut de l'investissement et du GER ramené au ml de réseau

Le tableau suivant met en relation le coût brut de l'investissement et du GER ramené au ml de réseau et la date de création de celui-ci :

N° de code des réseaux (base SNCU)	Collectivité	Coût brut (€) / ml de réseau			Rapport GER / Inv	Longueur de réseau (km)	Date de création du réseau
		GER	Inv	Inv + GER			
12		29	0	29	-	3	1972
44		39	13	52	312%	5,5	1985
43		26	32	57	80%	14	1964
65		15	58	73	25%	4,5	1998
113/114		18	60	78	31%	14	1982
2		69	30	99	232%	12	1969
1		98	30	127	331%	449	1930
60		0	142	142	0%	15	1965
80		43	112	154	38%	5	1990
26		70	124	194	56%	13	1987
63		72	150	222	48%	9	ND
79		68	262	330	26%	5,6	1964
50		33	321	354	10%	5	1984
-		ND	ND	ND	ND	ND	ND
		44,5	102,5	147,0	1,0		1974

Coût moyen : 14,64 € HT / MWh, dont :

- GER : 5,44 €
- Investissement : 9,21 €

Le coût global (Investissement + GER) / ml est très disparate (probablement en raison de l'amortissement de nouveaux investissements depuis la création du réseau).

Certains réseaux, au coût global faible, ont une part GER plus importante que l'investissement.

→ Ceci s'explique par le fait que les investissements hors réseaux (chaufferies, etc..) sont amortis et que les dotations pour GER sont allouées aux installations « réseaux » uniquement.

Pour les autres réseaux, la part du GER représente en général 25 à 50% environ de la part investissement, ce qui paraît cohérent avec une bonne gestion patrimoniale.

2.11 Répartition des recettes et répartition des énergies primaires

Le tableau suivant met en relation la répartition des recettes entre la part fixe « R2 » et la part fonction des consommations « R1 » avec le type d'énergies primaires utilisé :

	Répartition recettes		Répartition des énergies primaires (GWh)					
	Part R1	Part R2	UIOM	Charbon	Fioul	Gaz	Géothermie	Reste
	17%	83%	98%	0%	0%	0%	0%	2%
	26%	74%	0%	0%	0%	62%	38%	0%
	28%	72%	0%	0%	0%	80%	19%	1%
	48%	52%	0%	0%	1%	99%	0%	0%
	48%	52%	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	50%	50%	0%	0%	0%	69%	31%	0%
	52%	48%	0%	0%	0%	100%	0%	0%
	55%	45%	0%	0%	0%	100%	0%	0%
	56%	44%	87%	0%	13%	0%	0%	0%
	60%	40%	56%	27%	17%	0%	0%	0%
	63%	37%	0%	0%	0%	89%	11%	0%
	68%	32%	0%	0%	24%	76%	0%	0%
	78%	22%	40%	23%	13%	24%	0%	0%
	ND	ND	0%	0%	0%	52%	48%	0%

Répartition moyenne :

- R1 : 50%
- R2 : 50%

La répartition entre R1 et R2 est équilibrée en moyenne.

On n'observe pas de lien apparent entre la part de R1 dans les recettes et la répartition des énergies primaires.

2.12 Facture d'un EQL et d'un plateau tertiaire type

Le présent calcul a pour objet de présenter, pour chaque réseau de chaleur étudié, le calcul du coût annuel :

- pour un logement type de 65 m²,

— pour un local tertiaire type de 300 m².

Les calculs se basent sur les éléments suivants :

- une consommation de 180 kWh_{ef}/an/m² (cf. étude CENTER),
- les tarifs R1 et R2 de l'année 2009 pour chaque réseau, donnés ou reconstitués à partir des données collectées dans le cadre de l'étude,
- la puissance installée globale et le nombre d'EQL sur chaque réseau.

On en trouvera le détail en annexes.

	Réseau :	Coût annuel logement type	Coût annuel local tertiaire type
63		473	2 181
80		539	2 488
44		557	2 571
2		565	2 607
113/114		596	2 750
43		648	2 990
65		662	3 053
12		677	3 123
60		706	3 260
50		709	3 274
1		716	3 307
26		815	3 761
79		774	3 573

3 ANALYSE

L'analyse financière sur les réseaux étudiés fait ressortir un coût de revient au MWh très disparate, variant du simple au double sur l'échantillon, et un niveau moyen de 55,24 € HT / MWh.

Il apparaît que, outre la densité énergétique du réseau, le recours aux énergies renouvelables et de récupération (notamment l'incinération) ou à la géothermie apparaissent comme des facteurs permettant d'optimiser le coût de revient par MWh.

La présence d'une installation de cogénération tend également à réduire le coût de revient au MWh. En revanche, une part élevée des énergies fossiles tend à l'augmenter.

L'impact sur le coût au MWh des subventions d'investissement perçues est a priori limité (la part de l'investissement se situe à 16% du coût net de revient au MWh en moyenne sur les 14 réseaux étudiés).

3.1 Fiche « Financements »

Il a été tenté d'analyser l'impact des subventions d'investissement perçues pour le financement des réseaux sur le coût global de revient.

Sur les 14 réseaux étudiés, les éléments disponibles font référence à des subventions d'investissement pour 7 réseaux.

Le montant des subventions versées est précisé uniquement pour 4 réseaux :

- **Réseau n°113/114** : des subventions provenant de l'Etat, de la Région et d'autres financeurs (non précisés) apparaissent à hauteur de 118 351 € en 2007, 314 035 € en 2008 et 114 280 € en 2009, mais leur affectation n'est pas précisée.
- **Réseau n°79** : une subvention pour surcoût de premier établissement de 262 041€ a été versée par la Ville au délégataire en 1998.

- Réseau n°60 : des subventions d'un montant de 1 357 345 € affectées aux investissements initiaux ont été versées en début de contrat.
- Réseau n°43 : des subventions d'un montant de 988 400 € affectées à des investissements en cours de délégation ont été versées entre 1995 et 1999.

Pour les deux premiers, les éléments disponibles ne permettent pas d'évaluer l'impact éventuel des subventions sur le coût de revient.

En revanche des estimations ont pu être réalisées pour les réseaux n°60 et n°43, qui sont détaillées dans le rapport financier en annexe.

Il ressort de ces estimations que l'impact des subventions d'investissement versées a été faible dans les deux cas. Sans subventions, le coût de revient aurait été (en valeur 2009) de :

- Réseau n°60 : 70,5 au lieu de 69,9 € HT / MWh (+0,9%)
- Réseau n°43 : 48,6 au lieu de 47,4 € HT / MWh (+2,4%)

3.2 Fiche « Formules de révision »

L'objectif est d'apporter une analyse critique globale sur les formules de révision des tarifs observées dans les éléments disponibles sur chacun des réseaux, par rapport aux indices utilisés.

3.2.1 Pour le terme R1 (tarif au MWh consommé par l'utilisateur) :

Pour les réseaux étudiés, lorsqu'elles sont identifiables dans les données disponibles, les formules de révision relatives au tarif R1 ne présentent pas d'anomalie visible dans la mesure où elles prévoient une indexation différenciée selon la part de chaque type d'énergie primaire dans l'énergie produite.

Néanmoins, la forme et le degré de complexité des formules de révision nécessaires pour refléter la réalité économique des coûts dépend étroitement de paramètres techniques.

Sur la base de notre expérience de passation de contrats de délégation de service public, nous pouvons préconiser l'utilisation des indices suivants selon le type d'énergie primaire utilisé :

Gaz :

- S2S : tarif gaz de Gaz de France destiné aux clients des Distributions Publiques, mis en place au 1er novembre 1998, adapté à tous les profils d'enlèvements : chauffage, process ou cogénération.
- B2S : tarif gaz de Gaz de France destiné à la clientèle domestique et aux professionnels pour les consommations annuelles supérieures à 150 000-350 000 kWh. Le B2S est saisonnalisé : les consommations d'hiver (novembre à mars) sont facturées à un prix supérieur à celui des consommations d'été (avril à octobre).

Biomasse :

- A38CC : production de l'industrie pour le marché français - Prix de base - Produits du travail du bois, de l'industrie du papier et de l'imprimerie (Identifiant INSEE : 1569929)
- IT : indice transport camions 40 tonnes du Comité National Routier
- ACT-DA : activités de distribution, avec conducteurs (publiée aux Moniteur des Travaux Publics)

En fonction du mode de production de la chaleur, il peut être opportun d'intégrer également des indices relatifs aux coûts de personnel ou de l'électricité :

- ICHT-IME : Indices du coût horaire du travail révisé - Industries mécaniques et électriques (Identifiant INSEE : 1565183)
- EMT : Electricité moyenne tension – Tarif vert A (40-10-10)

Exemple de formule-type pour un réseau mixte gaz-biomasse :

Gaz :

$$R1g = R1g_0 \times B2S$$

Bois :

$$R1b = R1b_0 \times (0,30 \text{ ICHT-IME} + 0,35 \text{ IT} + 0,35 \text{ A38CC})$$

Un enjeu important pour la sensibilité de l'évolution des tarifs R1 tient aux modalités de révision des indices à prendre en compte en fonction des changements dans leur mode de calcul en cours de contrat.

La prise en compte de la part du coût d'acheminement dans le coût des énergies primaires ne doit pas être négligée dans l'indexation du coût d'approvisionnement (notamment pour les réseaux à énergie biomasse).

Dans une logique de développement durable, et selon la situation géographique du projet, il pourrait être demandé aux candidats à une délégation de service public de maximiser la part du transport réalisée par voie fluviale et adapter en conséquence la formule de révision proposée.

3.2.2 Pour le terme R2 (tarif d'abonnement⁴) :

Pour les réseaux étudiés, lorsqu'elles sont identifiables dans les données disponibles, les formules de révision relatives au tarif R2 ne présentent pas d'anomalie visible dans la mesure où elles sont basées sur des indices connus relatifs aux principales prestations nécessaires au fonctionnement du réseau (hors achat des énergies primaires).

Sur la base de notre expérience de passation de contrats de délégation de service public, nous pouvons préconiser l'utilisation des indices suivants :

- EMT : Electricité moyenne tension – Tarif vert A (40-10-10)
- ICHT-IME : Indices du coût horaire du travail révisé - Industries mécaniques et électriques (Identifiant INSEE : 1565183)
- FSD2 : Frais et services divers (INSEE – FMOA – EBIQ0005M)
- TP01 : indice général tous travaux (publié au Moniteur)
- BT 40 : bâtiment – chauffage central (sauf chauffage électrique) (publié au Moniteur)

Exemple de formule de révision type selon une décomposition classique du terme R2 (coefficients à adapter selon le réseau) :

- Electricité : $R21 = R21_0 \times \text{EMT}$
- Exploitation des installations : $R22 = R22_0 \times (0,1 + 0,40 \text{ ICHT-IME} + 0,50 \text{ FSD2})$

⁴ Dans la majorité des cas, il s'agit d'un tarif fonction des puissances souscrites (en kW), mais il peut s'agir d'un autre paramètre (m² de surface habitée par exemple).

- GER : $R23 = R23_0 \times (0,1 + 0,15 \text{ ICHT-IME} + 0,75 \text{ TP01})$
- Investissement : R24 non indexé (annuité d'emprunt constante sur la durée du contrat)

L'enjeu de la sensibilité de l'évolution des tarifs R2 tient à une identification précise de la répartition des charges d'exploitation entre les différents types de prestations qui sont représentés dans la formule de révision (personnel, frais et services divers, électricité, travaux) de manière à ce que les coefficients de la formule de révision reflètent la réalité économique des coûts.

Par exemple les frais de personnel devraient être identifiés non seulement dans un poste dédié mais également à l'intérieur d'autres postes (sous-traitance).

Des clauses évolutives d'ajustement de la formule de révision, en fonction de la réalité de la structure des charges d'exploitation pourraient, être introduites dès la signature des contrats.

3.3 Fiche de propositions sur l'« amélioration de la facturation et transparence »

3.3.1 Compte rendu financiers

L'analyse des rapports annuels financiers des exploitants des réseaux appelle les remarques suivantes :

- Pour une grande partie des réseaux étudiés, le délégataire exploite le réseau à travers une société dédiée. Cela permet d'avoir une comptabilité sociale comportant exclusivement les recettes et les charges relatives au service public géré, et d'éviter ainsi les difficultés de lisibilité financière qui se posent dans le cas où les charges affichées sont issues d'une répartition par l'exploitant entre plusieurs services publics gérés.
- Néanmoins la présentation d'une comptabilité sociale ne doit pas dispenser l'exploitant de fournir en plus un compte-rendu financier sous une forme qui permette à la Personne publique de vérifier sa cohérence avec l'équilibre financier du contrat.

— D'une manière générale, l'ensemble des chiffres présentés devrait faire l'objet de commentaires explicatifs, ce qui est trop rarement le cas.

Compte-rendu financier annuel du délégataire
Proposition de trame-type (non exhaustive)

➤ **Produits et charges du service :**

Décomposition par poste et données techniques liées :

- Ventes de chaleur (part consommations) → MWh vendus
- Ventes de chaleur (part abonnement) → KW souscrits⁵
- Achats d'énergie primaire → MWh achetés
- Droits de raccordement → linéaire de réseau réalisé et nb branchements réalisés
- Ventes / achats de quotas de CO₂ → quantité de quotas et valorisation unitaire...

Commentaires explicatifs sur l'évolution des chiffres par rapport aux exercices précédents

➤ **Compte de renouvellement** : historique complet des opérations sur le compte (provisions et reprises, charges ou produits financiers le cas échéant, opérations réelles détaillées) depuis le début du contrat, faisant apparaître le solde en début et en fin d'exercice

➤ **Compte de quotas de CO₂** le cas échéant : historique complet des opérations sur le compte (quotas attribués, quotas vendus, quotas achetés avec leurs valorisations), faisant apparaître le solde en début et en fin d'exercice

➤ **Comptes sociaux et Rapport du Commissaire aux comptes** dans le cas d'une société dédiée.

NB : Pour une meilleure lisibilité, la comptabilité sociale de la société dédiée et le compte-rendu financier (intégré au rapport annuel du délégataire) devraient être établis systématiquement sur la même temporalité (années civiles ou saisons de chauffe).

⁵ La décomposition des produits de facturation de la chaleur devrait systématiquement être détaillée en fonction de l'évolution des puissances souscrites au cours de l'exercice le cas échéant.

3.3.2 La tarification

Les rapports annuels analysés ne comportent pas de facture-type du service.

Il serait utile d'avoir un spécimen de facture d'un usager du service ainsi qu'une analyse du prix moyen payé pour l'équivalent d'un logement-type.

Pour la lisibilité du prix du service pour l'utilisateur, il est important de détailler sur les factures la décomposition des tarifs (R1, R2 et leurs sous-composants) et l'indexation appliquée à chaque élément de tarif au cours de l'exercice concerné.

Concernant l'élément de tarification relatif à l'amortissement des investissements (appelé r24 en général) il serait recommandé, pour que l'utilisateur en ait conscience, d'en rappeler la structure en détaillant :

- Le tarif calculé sans tenir compte de subventions
- La déduction permise, le cas échéant, par l'obtention de subventions (si l'impact des subventions est significatif).