

Chambre régionale
des comptes
Île-de-France



RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES
ET SA RÉPONSE

COMPAGNIE PARISIENNE DE
CHAUFFAGE URBAIN
(CPCU)

*Économie de la concession parisienne
de distribution de chaleur*

Exercices 2012 et suivants

Observations
délibérées le 24 juillet 2018

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHESE.....	3
RECOMMANDATIONS.....	7
OBSERVATIONS.....	8
1 RAPPEL DE LA PROCEDURE.....	8
2 PRESENTATION DE LA COMPAGNIE PARISIENNE DE CHAUFFAGE (CPCU)	8
2.1 Une société d'économie mixte originale aux actions cotées sur les marchés financiers.....	8
2.2 Un opérateur intégré de chauffage urbain.....	9
2.3 La concession du premier réseau français de distribution de chaleur.....	9
2.3.1 Une concession de service public circonscrite à la distribution de chaleur.....	10
2.3.2 Une compétence de la Ville de Paris, autorité concédante, circonscrite à la distribution de chaleur.....	10
2.3.3 Une dévolution patrimoniale formalisée par le contrat de concession.....	11
2.3.4 Une exclusion aménagée du patrimoine productif.....	12
2.3.5 Des unités de production inégalement mobilisées et au statut toujours incertain.....	13
2.3.6 L'importante créance de restitution liée à la dévolution du réseau de distribution.....	14
3 UNE CONCESSION INSEREE DANS UNE SITUATION DE MONOPOLE, PARTIELLEMENT REGULE.....	15
3.1 Une concession qui participe du monopole du chauffage urbain parisien.....	15
3.2 Un monopole, objet d'une régulation réelle mais perfectible.....	16
3.2.1 Une régulation contractuelle au profit de l'utilisateur limitée à un tarif maximal autorisé.....	17
3.2.2 L'exclusion d'une part significative des usagers de la protection du tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur (tarif maximal autorisé).....	18
3.2.3 Une régulation extra contractuelle au profit de la société par un prix de cession interne.....	19
3.2.4 Un prix de cession interne qui s'est éloigné de ses critères initiaux.....	20
3.2.5 Un prix de cession interne qui ne reproduit pas la structure réelle des coûts d'approvisionnement en chaleur supportés par la société.....	21
3.2.6 Un mode de détermination à préciser au regard des objectifs poursuivis.....	21
4 UNE SOCIETE D'ECONOMIE MIXTE A LA SITUATION FINANCIERE SOLIDE	22
4.1 Des comptes sociaux qui restituent l'intensité capitalistique de l'activité.....	22
4.1.1 Un résultat qui s'accompagne d'une capacité d'autofinancement significative.....	22
4.1.2 Un bilan caractérisé par l'effort soutenu d'investissement.....	24
4.2 Une consolidation qui rassemble des activités de développement externalisées.....	25
4.3 Un dialogue de gestion structuré par les attentes des marchés.....	26
4.3.1 L'exigence d'une rentabilité économique plus ambitieuse.....	26
4.3.2 La maîtrise de l'endettement.....	28
5 L'ECONOMIE DE LA CONCESSION PARISIENNE.....	28
5.1 Des contributions au résultat inégales pour les deux branches de distribution.....	28
5.2 Un résultat en croissance de la concession parisienne.....	31

5.3	Des coûts variables d’approvisionnement affectés par un triple choc	32
5.3.1	Les principaux déterminants du coût variable	32
5.3.2	L’échéance des contrats de vente d’électricité	33
5.3.3	La révision du contrat avec le Sycotm et le verdissement du bouquet énergétique	34
5.3.4	Le renchérissement des déperditions thermiques	35
5.4	Des coûts fixes fluctuants qui accompagnent l’augmentation des capitaux mobilisés	35
5.4.1	Des charges de personnel tributaires de l’héritage du statut des industries électriques et gazières	35
5.4.2	Des autres charges opérationnelles amenées à poursuivre leur hausse	37
5.4.3	La mobilisation onéreuse d’une importante capacité de production	37
5.4.4	Des coûts fixes de production alourdis par des exigences environnementales croissantes	40
5.4.5	Des coûts fixes de distribution liés au renouvellement et à l’expansion du réseau	40
5.4.6	Un préfinancement perfectible du renouvellement des retours d’eau par les provisions	41
5.5	Un dynamisme tarifaire au soutien de la rentabilité.....	43
5.5.1	Une tarification dynamique à la structure atypique	43
5.5.2	Un dynamisme tarifaire qui préserve la rentabilité d’un modèle économique évolutif.....	44
5.5.3	Un verdissement à plus de 50 % du « mix énergétique » présenté comme neutre sur le plan tarifaire	45
5.5.4	La contestation par des usagers de l’évolution tarifaire de 2016.....	46
5.5.5	Les précisions tarifaires apportées par la CPCU	47
5.5.6	Une compétitivité tarifaire fragilisée	49
5.5.7	Un déficit de compétitivité par rapport au gaz	49
6	DES EXIGENCES ENVIRONNEMENTALES ET ECONOMIQUES DELICATES A CONCILIER.....	50
6.1	L’urgence de la transition énergétique dans les objectifs des politiques publiques	50
6.2	Des objectifs environnementaux croissants	50
6.3	La soutenabilité tarifaire du verdissement du mix énergétique.....	51
6.4	La soutenabilité économique de l’objectif de diminution des consommations énergétiques	53
	ANNEXES.....	55

SYNTHESE

Constituée en 1926, la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU) est une société anonyme d'économie mixte au caractère original. Filiale du groupe Engie, aux actions cotées sur les marchés financiers, l'absence de modification de son objet statutaire depuis 1983 l'autorise à conserver son statut de société d'économie mixte malgré une détention minoritaire de son capital par la Ville de Paris.

Un opérateur intégré de chauffage urbain au statut original

Opérateur intégré de chauffage urbain qui assure la production de près de la moitié de la chaleur qu'elle distribue, la CPCU dispose depuis sa création d'une délégation de service public de la Ville de Paris pour assurer la distribution de chaleur dans les limites de son territoire.

L'échéance de cette concession, plusieurs fois reconduite, devrait intervenir en 2024. À cette activité, qui représente près de 90 % de son chiffre d'affaires, s'ajoute une activité de distribution de chaleur au profit de huit communes adjacentes de la petite couronne.

Avec un réseau de 480 kilomètres, la CPCU dispose du premier réseau de distribution de chaleur français et du septième réseau européen. Celui-ci répond, avec l'équivalent de 500 000 logements chauffés, au quart des besoins de chauffage pour l'ensemble du territoire parisien.

Une situation financière solide

La CPCU produit chaque année des comptes sociaux et consolidés certifiés. Leur analyse met en évidence une importante rentabilité, caractéristique des entreprises à forte intensité capitalistique, qui lui permet de dégager une capacité d'autofinancement avantageuse.

Son cumul, de 300 M€¹ entre 2012 et 2016, lui a permis de préserver sa solvabilité alors qu'elle réalisait 465 M€ de nouveaux investissements. Son endettement, dont l'encours a doublé depuis 2012, demeure maîtrisé. Si sa dette nette représente 2,8 années de son excédent brut d'exploitation (EBE), son taux d'endettement net demeure inférieur à 46 %.

La CPCU dispose en effet d'importants fonds propres dont la constitution a été facilitée par une politique de distribution de dividendes modérée.

Si la rentabilité économique de la société apparaît raisonnable, elle est encore néanmoins considérée comme insuffisante par le concessionnaire au regard des objectifs de son actionnaire majoritaire. Selon la CPCU, le coût moyen pondéré du capital pour un réseau de chaleur en France est de 6 %, ce qui suppose, pour créer de la valeur, une rentabilité économique d'environ 8 %.

Un monopole de fait sur une part importante des usagers parisiens à la régulation perfectible

À la différence d'autres systèmes de distribution d'énergie comme le gaz ou l'électricité, la réglementation n'organise pas, pour la distribution d'énergie thermique, une distinction entre des activités régulées (transport et distribution) et des activités concurrentielles (production en amont et commercialisation en aval), distinction motivée par le coût exorbitant que supposerait la duplication de réseaux constitutifs de monopoles naturels.

¹ M€ : millions d'euros.

La société dispose donc à ce jour d'une situation de monopole de fait sur les principales activités qui participent du chauffage urbain² de la Ville de Paris.

Ce monopole fait l'objet d'un double dispositif de régulation, à travers l'instauration d'un tunnel tarifaire. Un tarif maximal autorisé, défini dans la convention, vise à protéger l'abonné de prix excessifs. Un prix de cession interne de la chaleur assorti d'une marge, défini de façon extra contractuelle, préserve la rentabilité économique de la société sauf à rendre le compte d'exploitation de la concession déficitaire.

Ce double dispositif demeure néanmoins perfectible.

Contrairement aux prescriptions légales, le contrat de concession ne détermine toujours pas la grille des tarifs applicables aux abonnés, au-delà de la fixation du tarif maximal autorisé, rarement atteint. L'efficacité de cette seule protection tarifaire, qui exclut les abonnés dont la consommation est inférieure à 1 300 heures, demeure partielle.

Établi jusqu'en 2015 à partir d'une référence de l'année 2000, le prix de cession interne de la chaleur sous forme de vapeur d'eau, entre la branche production et les branches distribution (la concession parisienne et les autres collectivités) s'est éloigné de ses critères initiaux qui visaient à garantir une identité de rentabilité entre l'activité de production, non concédée, et l'ensemble de l'activité de la société.

De surcroît, en se substituant au coût de production réel de la chaleur supporté par la société, le prix de cession interne, en dépit de ses actualisations, a altéré la capacité du compte de la concession à restituer une image comptable fidèle des conditions effectives de son exploitation.

Une concession parisienne à la rentabilité soutenue par le dynamisme tarifaire

Dès lors, la chambre a neutralisé les effets du prix de cession interne afin de mieux appréhender les effets de l'évolution des coûts réels de production et de distribution de chaleur sur l'économie de la concession parisienne. Les règles de répartition des coûts indirects retenues par la société n'ont pas été modifiées dans ce cadre.

Pour qu'un réseau de chaleur soit efficace et efficient, les avantages économiques et/ou environnementaux attendus de sa production centralisée doivent dépasser les coûts de développement et de maintenance de sa distribution décentralisée.

Les coûts de production et les coûts de distribution s'établissent respectivement autour de 75 % et de 25 % du prix de revient de la chaleur distribuée.

Si les coûts de production sont constitués pour près de 70 % par des coûts variables, principalement liés aux achats de combustible ou au négoce de la chaleur produite par l'agence métropolitaine des déchets ménagers (Syctom)³, la variation des coûts de distribution paraît peu déterminée par l'importance des quantités de chaleur livrées.

Ses évolutions procèdent surtout des dépenses liées à la maintenance et au renouvellement des canalisations de retour d'eau.

² L'article 3 de la directive 2009/28/CE tel que transposé par l'arrêté du 17 janvier 2012 relatif aux définitions de la directive 2009/28/CE définit comme suit les notions de système de chauffage urbain et de réseau de chaleur : « les systèmes de chauffage urbains ou systèmes de refroidissement urbains correspondent à la distribution d'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou de fluides réfrigérants, à partir d'une installation centrale de production et à travers un réseau vers plusieurs bâtiments ou sites, pour le chauffage ou le refroidissement de locaux ou pour le chauffage ou le refroidissement industriel. ». Aux termes de cette définition les systèmes de chauffage urbains présentent deux composantes distinctes : la ou les installations centrales de production de chaleur d'une part, le réseau de transport et de distribution de chaleur d'autre part.

³ Le Syctom (syndicat mixte central de traitement des ordures ménagères), l'agence métropolitaine des déchets ménagers, traite et valorise les déchets de 81 communes situées sur 11 territoires de la métropole du Grand Paris et 3 communes hors Métropole.

Entre 2012 et 2016, les coûts variables de production, affectés par trois chocs successifs, ont augmenté de 35 %. L'économie de la concession a ainsi été successivement confrontée à l'échéance des contrats d'obligation d'achat d'électricité par EDF, à l'augmentation de 40 % du prix de la chaleur vendue par le Sycotom, et au renchérissement du « mix énergétique⁴ » provoqué par l'introduction de biocombustibles.

L'évolution des coûts fixes au cours de la même période a été plus fluctuante. L'importance des recettes de vente d'électricité avait permis le préfinancement, au cours de la décennie précédente, du renouvellement des retours d'eau par la constitution d'importantes provisions pour risques et charges. Leur reprise partielle depuis 2012 a plus que compensé, jusqu'en 2015, l'augmentation des coûts fixes.

Entre 2012 et 2016, l'augmentation du prix de revient global de production et de distribution, par tonne de vapeur (TV) a, in fine, été compensée par le dynamisme tarifaire de la concession. Entre 2012 et 2016, l'abonnement R2 et la tarification proportionnelle R1 ont augmenté respectivement 16 % et de 20 % et le résultat opérationnel de la concession, neutralisé des effets du prix de cession interne, a augmenté de 52 M€ à 57 M€

Ces augmentations tarifaires ont néanmoins fragilisé la compétitivité du réseau de chaleur dont le prix moyen de 79 € HT/MWh en 2015 dépasse de 15 % celui de la moyenne des réseaux de chaleur.

Ce dynamisme tarifaire a certes été partiellement compensé pour l'utilisateur par la diminution de la TVA autorisée par le franchissement du seuil de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique. Les modalités de sa compensation ont néanmoins été contestées par les abonnés au regard des stipulations des articles 13 bis et 13 ter de la convention de concession, et de l'interprétation des engagements formulés par le concédant.

Surtout d'autres modes de chauffage, comme le gaz dont le faible prix est soutenu par le développement du gaz de schiste, pourraient remettre en question le modèle économique moins carboné de la concession, sauf à disposer d'une contribution climat énergie (la taxe carbone) suffisamment importante, ou à renoncer aux souhaits du groupe Engie d'une amélioration du retour sur capitaux investis.

Au regard des cours actuels du gaz, la société évalue aujourd'hui autour de 30 % son déficit de compétitivité par rapport à l'usage de cette énergie.

Une rentabilité à concilier avec les exigences croissantes de verdissement du « mix énergétique » et de diminution des consommations

Si le dynamisme tarifaire a permis depuis 2012 de préserver, et même d'améliorer le résultat opérationnel de la concession au regard de son chiffre d'affaires, mais au détriment de sa compétitivité, sa rentabilité au regard des capitaux investis a, quant à elle, peu évolué.

Le franchissement du seuil de 50 % d'énergies renouvelables (EnR&R) s'est en effet accompagné d'importants investissements capitalistiques visant à mettre en conformité les installations de production existantes et à permettre le recours au biocombustible.

Certes, la gestion centralisée du « mix énergétique » facilite la diminution rapide de la consommation d'énergies carbonées de la population parisienne dans un contexte d'urgence de la transition énergétique et d'émergence de la qualité de l'air comme enjeu majeur de santé publique.

⁴ Le « mix énergétique » définit la répartition des différentes sources d'énergie utilisées pour produire de la chaleur.

Cependant, l'ambition complémentaire du franchissement du seuil de 60 % d'énergies renouvelables EnR&R, risque d'alourdir à nouveau significativement le coût variable de production sauf à pouvoir disposer d'approvisionnement en chaleur à moindre coût.

Selon la société, l'augmentation de la valorisation thermique de l'énergie produite par le Syctom, complétée par un projet d'utilisation de combustibles solides de récupération, pourraient constituer des pistes à privilégier dans ce cadre.

Par ailleurs, à l'instar des objectifs de la loi de transition énergétique de 2015 et du plan climat national de 2017, le projet de plan « climat air énergie » territorial de la Ville présenté au Conseil de Paris de novembre 2017 a pour ambition de réduire de façon importante les consommations de chauffage des bâtiments.

Dès lors, l'amortissement des coûts fixes supposera pour la CPCU de compenser la diminution des consommations individuelles par l'augmentation du nombre de clients. L'important potentiel de densification du réseau à moins de 50 mètres des ouvrages existants constituerait à ce titre une opportunité.

Il n'est cependant pas certain qu'une telle densification suffise à compenser la diminution des consommations. Un des scénarios inscrit au projet de plan « climat air énergie » territorial prévoit ainsi une consommation de chaleur par la concession de 3,1 TWh en 2030 et de 2,2 TWh en 2050 contre 4,4 TWh en 2004.

La soutenabilité de l'amortissement des coûts fixes, notamment de distribution, pourrait en être significativement affectée sauf à s'accompagner de changements structurels, à l'image de l'utilisation croissante des boucles d'eau chaude dans l'équipement des quartiers rénovés.

RECOMMANDATIONS

Les recommandations adressées par la chambre sont les suivantes :

- Recommandation n° 1 : Établir et communiquer à la Ville de Paris une estimation de la valeur vénale des terrains constitutifs de biens de reprise. 13
- Recommandation n° 2 : Préciser le statut des compteurs au regard de leur caractère nécessaire au service concédé..... 15
- Recommandation n° 3 : Fixer dans la convention de concession parisienne la grille des tarifs applicables aux usagers conformément aux prescriptions légales. .. 18
- Recommandation n° 4 : Obtenir un agrément formalisé du concédant sur la note annuelle justifiant le passage des comptes sociaux aux comptes de la concession parisienne..... 20
- Recommandation n° 5 : Préciser le coût estimé des engagements de retraite dans le rapport annuel du délégataire..... 37
- Recommandation n° 6 : Documenter avec la Ville les conditions de soutenabilité des scénarios liés aux effets du nouveau projet de plan climat air énergie territorial. 54
-

*« La société a le droit de demander compte à tout agent public de son administration »
Article 15 de la Déclaration des Droits de l'Homme et du Citoyen*

OBSERVATIONS

1 RAPPEL DE LA PROCEDURE

En application des articles L. 211-3 et L. 211-8 du code des juridictions financières (CJF), la chambre régionale des comptes (CRC) Île-de-France, a effectué le contrôle de la gestion de la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU) pour les exercices 2012 et suivants, et la vérification de ses comptes pour les exercices 2012 à 2015.

Le rapport d'observations provisoires, délibéré le 30 janvier dernier, a été notifié aux dirigeants, autorités et personnes concernées les 28 et 29 mars 2018.

L'activité de la CPCU avait été précédemment contrôlée deux fois dans le cadre de la délégation de service public de la Ville de Paris. Le premier rapport de contrôle avait été notifié à la Ville le 24 septembre 2008, et avait fait l'objet d'une insertion au rapport public annuel de la Cour des comptes de 2009. Le second, notifié le 31 octobre 2013 au maire de Paris, avait porté sur le suivi des recommandations formulées dans le précédent.

Après avoir pris en compte les réponses à ses observations provisoires, reçues en mai 2018, des dirigeants, autorités et personnes concernées et les éléments recueillis lors de l'audition, à sa demande, le 19 juin, de la directrice générale de la CPCU, la chambre régionale des comptes Île-de-France, délibérant en ses troisième et quatrième sections réunies, a adopté le présent rapport d'observations définitives.

Ce rapport porte sur le modèle économique de la concession, sous réserve des informations relevant du secret des affaires ou ne pouvant être rendues publiques car protégées par la loi. Ces éléments sont occultés dans le présent rapport.

Un second rapport, en cours, sera plus particulièrement dédié à l'analyse des comptes de la concession.

Ont participé au délibéré, qui s'est tenu le 24 juillet 2018 et qui a été présidé par M. Terrien, président de la chambre, M. Stephan, président de section, MM. Sentenac, Roch et Prigent, premiers conseillers.

Ont été entendus :

- en son rapport, M. Prigent, premier conseiller ;
- en ses conclusions, sans prendre part au délibéré, le procureur financier.

Mme Nivore, auxiliaire de greffe, assurait la préparation de la séance de délibéré et tenait les registres et dossiers.

2 PRESENTATION DE LA COMPAGNIE PARISIENNE DE CHAUFFAGE (CPCU)

2.1 Une société d'économie mixte originale aux actions cotées sur les marchés financiers

La CPCU est une société anonyme d'économie mixte à conseil d'administration créée le 10 juillet 1928 aux fins d'exécuter un contrat de concession de distribution de chaleur sur le territoire de la Ville de Paris.

Constituée dans le cadre des décrets lois Poincaré des 5 novembre et 28 décembre 1926, la CPCU est une société d'économie mixte qui dispose d'un statut particulier. Les dispositions liées de l'article L. 1525-1 et de l'article L. 1524-5 du code général des collectivités territoriales (CGCT) l'exonèrent, sous réserve que son objet social n'ait pas été modifié depuis la loi n° 83-597 du 7 juillet 1983 relative aux sociétés d'économie mixte locales 1983, de l'obligation d'une détention majoritaire de son capital par des collectivités publiques.

Ainsi, au 31 décembre 2015, le capital social de la CPCU restait détenu pour 64,39 % par Engie Energie Services, pour 33,5 % par la Ville de Paris et pour 2,11 % par le public. Les actions étaient cotées sur le compartiment C d'Euronext (pour les sociétés dont la capitalisation est inférieure à 150 M€) à Paris⁵.

Au 29 janvier 2018, son cours de bourse s'établissait à 108 € soit une capitalisation boursière de 186 M€ très inférieure à ses capitaux propres (supérieurs à 305 M€ à la fin de l'exercice 2016).

2.2 Un opérateur intégré de chauffage urbain

Depuis sa création, la CPCU, dispose d'une délégation de service public pour assurer la distribution de chaleur dans les limites du territoire de Paris intra-muros, et l'échéance de ce contrat, plusieurs fois reconduite, devrait intervenir en 2024. Avec un réseau d'un peu moins de 500 kilomètres, la CPCU dispose du premier réseau de distribution de chaleur français et du 7^{ème} réseau européen en termes de TWh⁶ vendus⁷. Elle répond, avec l'équivalent de 500 000 logements chauffés, au quart des besoins de chauffage du territoire parisien. À cette activité s'ajoute une activité de distribution de chaleur dans la petite couronne parisienne qui constitue 10 % de son chiffre d'affaires.

Si la concession parisienne de distribution d'énergie thermique (vapeur et eau chaude) constitue, avec 385 M€, 85 % du chiffre d'affaires de la société, la CPCU est un opérateur intégré de chauffage urbain et elle produit et distribue de la chaleur dans 16 communes avoisinantes.

En 2016, 44 % de la chaleur distribuée par la société était produite par ses propres unités de production, qui représentaient 80 % de la puissance disponible. La CPCU possède huit unités de production d'énergie, dont une unité de cogénération et elles sont réparties sur cinq sites⁸, pour une puissance thermique de 2 900 MW. La société achète à trois usines d'incinération du Syctom⁹, l'agence métropolitaine des déchets ménagers, 43 % de la chaleur qu'elle distribue, le solde provenant d'une unité de cogénération située à Vitry, propriété d'une de ses filiales.

La chaleur ainsi produite procède d'un bouquet énergétique varié composé en 2016 pour 42 % de vapeur issue de l'incinération des ordures ménagères, pour 34 % du gaz, pour 16 % du charbon et pour 7 % de biocombustibles.

La CPCU alimente quelque 5 620 clients (dont 5 300 à Paris intra-muros). Ses principales catégories de clients, en termes de volumes consommés, sont les immeubles d'habitation (43,5 %), les immeubles de bureaux (30 %), les équipements publics scolaires, culturels ou sportifs (10 %), et les hôpitaux (10 %).

2.3 La concession du premier réseau français de distribution de chaleur

La concession parisienne permet à la société de chauffer un tiers de la surface construite de la Ville de Paris, répondant au quart des besoins en chauffage de la capitale. Cette concession est caractérisée notamment par son objet, par son périmètre, et par les modalités de son insertion dans la prestation de chauffage urbain intégrée délivrée par la CPCU.

⁵ Aux termes de l'article 6 des derniers statuts approuvés par l'Assemblée générale extraordinaire du 14 juin 2012, « le capital social est fixé à 27 605 120 euros, divisé en 1 725 320 actions nominatives de 16 euros chacune ».

⁶ TWh = Terawatt-heure. 1 TWh = 10³ GWh = 10⁶ MWh = 10⁹ KWh = 10¹² Wh.

⁷ TV = tonne vapeur. 1 TV = 0,7 MWh (cf. article 13 du contrat de concession) - 7 204 KTV en 2016 soit 5 042 MWh ou 5,04 TWh.

⁸ Bercy, Ivry-sur-Seine, Grenelle, Kremlin-Bicêtre, Vaugirard, Saint-Ouen.

⁹ Ivry, Saint-Ouen, Isséanne.

2.3.1 Une concession de service public circonscrite à la distribution de chaleur

L'objet de la concession attribuée par la Ville de Paris, formulé initialement comme « *visant à établir et à entretenir les canalisations nécessaires à la distribution de chaleur dans Paris intra-muros* », a été complété, au fil des années de vie de ce cadre contractuel de près de 90 années, par des reformulations plus globales.

Aux termes de l'avenant 5¹⁰ du 31 mars 1983, l'objet du contrat consiste dans : « *la distribution de chaleur pour tout usage par la vapeur ou l'eau chaude sur le territoire de la Ville de Paris* ». Aux termes de l'avenant n° 9 du 7 avril 2009, il s'agit « *d'assurer sur le territoire de la Ville de Paris le service public de distribution de chaleur*. »

Dans le rapport public annuel précité de 2009, la Cour des comptes observait, à propos de ce cadre contractuel que : « *Telle qu'elle a été conclue en 1927, la délégation du service public de chauffage urbain de la ville de Paris ne concerne que la distribution de chaleur, sous la forme de vapeur. Encore aujourd'hui, la production et la fourniture de chaleur sont assurées par la CPCU pour son compte propre, en dehors de toute obligation de délégataire de service public. Le choix fait en 1927 de cantonner le service public à la seule distribution de chaleur n'a jamais été remis en cause.* »

En réponse la Ville de Paris avait précisé que : « *La collectivité délégante n'a pas décidé de créer un service public de production de chaleur. Il ne s'agit pas d'un service public mis à la charge des communes par le code général des collectivités territoriales et la Collectivité Publique est par conséquent libre de ne pas l'inclure dans l'objet de sa concession. L'activité de production reste donc, dans le cadre de l'exécution du Traité de concession CPCU, une activité annexe au service public de distribution, que le délégataire a la faculté de développer compte tenu de sa liberté d'entreprendre. En tant qu'activité annexe ne relevant pas du service public, la production est une option – et non une obligation – pour le délégataire, et ses modalités d'exécution ne sont pas régies par le Traité.* »

L'objet de la concession est donc circonscrit à la distribution de chaleur. Il en est de même à ce jour du champ de compétence retenu par le concédant.

2.3.2 Une compétence de la Ville de Paris, autorité concédante, circonscrite à la distribution de chaleur

L'arrêté du 17 janvier 2012 relatif aux définitions de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables définit comme suit les notions de système de chauffage urbain et de réseau de chaleur : « *les systèmes de chauffage urbains ou systèmes de refroidissement urbains correspondent à la distribution d'énergie thermique sous forme de vapeur, d'eau chaude ou de fluides réfrigérants, à partir d'une installation centrale de production et à travers un réseau vers plusieurs bâtiments ou sites, pour le chauffage ou le refroidissement de locaux ou pour le chauffage ou le refroidissement industriel.* »

Aux termes de cette définition, les systèmes de chauffage urbain présentent deux composantes distinctes : la ou les installations centrales de production d'une part, et le réseau de chaleur¹¹ d'autre part.

¹⁰ Antérieur de quelques semaines à la loi du 7 juillet 1983.

¹¹ Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs usagers. Il comprend une ou plusieurs unités de production de chaleur, un réseau de distribution primaire dans lequel la chaleur est transportée par un fluide caloporteur (eau ou vapeur d'eau), et un ensemble de sous-stations d'échange, à partir desquelles les bâtiments sont desservis par un réseau de distribution secondaire.

S'agissant du réseau de chaleur, selon le statut juridique de la personne morale qui est propriétaire du réseau¹², on aura à faire à une distribution publique de chaleur ou à un réseau privé. Le réseau est privé si son propriétaire est de statut privé¹³. Si le propriétaire est de statut public¹⁴, il s'agit d'une distribution publique de chaleur. Le propriétaire est alors dénommé « autorité organisatrice ».

Comme le consacre le nouvel article L. 2224-38 du CGCT, « *les communes sont compétentes en matière de création et d'exploitation d'un réseau public de chaleur ou de froid. Cette activité constitue un service public industriel et commercial... Cette compétence peut être transférée par la commune à un établissement public dont elle fait partie* ».

Si l'article L. 5217-2 du même code prévoit habituellement le transfert de plein droit de cette compétence aux métropoles, celui-ci demeure facultatif pour la métropole du Grand Paris conformément aux dispositions de l'article 5 219-1 du CGCT.

En ce qui concerne la production de chaleur, la compétence des collectivités territoriales a été consacrée par l'article 3 de la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur qui précise que : « *Sont exclus de la nationalisation ...les installations réalisées ou à réaliser sous l'autorité des collectivités locales ou des établissements publics ou de leurs groupements, en vue d'alimenter un réseau de chaleur... L'initiative de la création de ces installations revient aux collectivités locales intéressées.* ».

Si les collectivités territoriales peuvent donc instituer un service public de production d'énergie calorifique en vue d'alimenter un réseau de chaleur, tel n'a pas été le choix, à ce jour, de la Ville de Paris.

2.3.3 Une dévolution patrimoniale formalisée par le contrat de concession

Concernant le patrimoine d'un concessionnaire, il est de coutume de distinguer les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres.

Les biens de retour sont ceux qui sont indispensables ou nécessaires à l'exploitation du service public, indépendamment même de la qualification que leur attribuent les parties dans le contrat de délégation de service public ou même en l'absence d'inventaire annexé à la convention¹⁵.

Le caractère nécessaire ou indispensable du bien n'est pas apprécié abstraitement, à partir des seules stipulations contractuelles, mais concrètement et globalement en fonction de l'exécution du contrat et au cours de l'exécution de celui-ci¹⁶.

Une fois le contrat de délégation de service public arrivé à échéance, les biens de retour sont en principe transférés gratuitement de la comptabilité du délégataire vers celle de l'autorité délégante. Cependant si la durée contractuelle est plus courte que celle de l'amortissement économique des biens de retour financés par le délégataire, le juge administratif permet une indemnisation du délégataire à hauteur de la valeur nette comptable des biens concernés.

À la différence des biens de retour, les biens de reprise ne sont pas indispensables, mais seulement utiles, à l'exécution du service public. À l'échéance de la concession, la convention prévoit que le concédant peut reprendre ces biens s'il le souhaite. La reprise se formalise alors par un rachat, et donc par le versement d'une indemnité au délégataire, avant le changement de propriété¹⁷.

¹² Dès la construction (ou à qui il sera remis en fin de contrat).

¹³ Société immobilière, copropriété, entreprise, organisme HLM à statut privé.

¹⁴ État, commune, groupement de communes, syndicat mixte, office HLM municipal ou départemental, OPAC, etc..

¹⁵ CE, 21 déc. 2012, Commune de Douai ?

¹⁶ CE, 5 févr. 2014, n° 371121, Stés Equalia et Polyxo : JurisData n° 2014-002099.

¹⁷ Le Conseil d'État considère ainsi dans sa jurisprudence Commune de Douai (CE 21 déc. 2012, préc.) que : « *les parties peuvent convenir d'une faculté de reprise par la personne publique, à l'expiration de la délégation ou de la concession, et moyennant un prix, des biens appartenant au délégataire qui ne sont pas nécessaires au fonctionnement du service [...]* ».

Les biens propres constituent enfin la dernière catégorie de biens dans un contrat de délégation de service public. Ces biens correspondent à des investissements effectués par le concessionnaire pour ses propres besoins d'exploitation. Si le contrat avait été attribué à un autre délégataire, il n'aurait probablement pas financé de tels biens mais d'autres biens propres à ses besoins.

L'autorité délégante est donc tenue (biens de retour) ou peut (biens de reprise) reprendre les biens concernés moyennant, si nécessaire, le versement, d'une indemnité. Eu égard à la durée contractuelle, qui peut être longue, et à l'ensemble des éléments qui peuvent influencer sur l'exécution du contrat, certains biens propres peuvent devenir des biens de reprise, et certains biens de reprise des biens de retour. L'autorité délégante doit donc opérer un suivi strict de ces biens, certains biens de reprise pouvant acquérir un caractère indispensable pour le service public.

Avant l'avenant n° 8 de décembre 2004, la classification entre les biens de retour et les biens de reprise était implicite car le contrat définissait uniquement les biens ne faisant pas partie du domaine concédé.

Après l'avenant n° 8, les droits sur le patrimoine de la concession sont désormais explicités dans les articles 6, 30 et 39 du contrat de concession. Les biens de retour sont constitués de « *l'ensemble des canalisations, installations et ouvrages accessoires nécessaires à la distribution et au transport de chaleur par la vapeur, ou l'eau chaude situés sur Paris, [...] la liste des clients* ». Les biens de reprise sont « *le mobilier, le matériel mobile affectés à l'exploitation et les approvisionnements en stock ; les centrales de production et les terrains sur lesquels elles sont situées ; les canalisations de distribution et transport situées en dehors de Paris* ». Ils peuvent revenir à l'autorité concédante si celle-ci le désire, en fin de contrat.

En application de ces dispositions contractuelles, les canalisations du réseau de distribution sur le territoire de Paris intra-muros constituent des biens de retour alors que les usines et les canalisations hors Paris sont des biens de reprise.

2.3.4 Une exclusion aménagée du patrimoine productif

Dans son rapport public annuel de 2009, la Cour des comptes observait que les unités de production de chaleur étaient indispensables à l'exploitation du service public de distribution de la chaleur. Pour ce motif, même sans changer le périmètre de la délégation, la Ville de Paris avait entrepris, à l'occasion de plusieurs avenants, d'introduire dans la convention des clauses permettant de préciser ses droits sur les usines de production de chaleur de la CPCU.

Ces équipements étaient considérés comme des biens de reprise, c'est-à-dire des équipements qui peuvent revenir à l'autorité délégante si celle-ci le désire, à la fin de la délégation, dans des conditions désormais précisées par le contrat. Ainsi, l'imperfection initiale de la concession était-elle désormais largement corrigée. Ce dispositif ne pouvait cependant pas s'appliquer à l'usine de cogénération de Vitry, propriété de la SNC Cogé Vitry, qui avait fourni en 2007 14 % de la vapeur livrée à la CPCU. Le dispositif contractuel n'était donc pas sécurisé en ce qui concernait la chaleur apportée par cette usine.

En réponse, la Ville avait précisé qu'il lui restait malgré tout la possibilité de récupérer en fin de concession les autres unités de la CPCU produisant actuellement 86 % de la vapeur livrée sur le réseau total de la CPCU, sachant que les besoins du réseau parisien représentaient en 2007, 90 % de la vapeur livrée par la CPCU. Ainsi, l'approvisionnement du réseau de chauffage urbain, par les chaufferies de la CPCU et les usines du Sycotm, couvrait les besoins de la distribution de chaleur à Paris.

Ces constats demeurent inchangés. Au 31 décembre 2016, la valeur nette comptable des biens de retour de la CPCU s'établissait à 399 M€, celles des biens de reprise à 388 M€ et celle des biens propres à 28 M€. S'y ajoutent la valeur nette comptable des actifs liés aux autres délégations de services publics (Ivry Confluences et Zac des Docks) et à la concession pour l'aménagement et l'exploitation d'équipement de récupération de chaleur dans le réseau d'assainissement (Degrés bleus, 10 M€).

2.3.5 Des unités de production inégalement mobilisées et au statut toujours incertain

Les huit unités de production¹⁸ qui sont propriétés de la CPCU représentent 80 % de la puissance mobilisable mais seulement 44 % de l'énergie livrée, les unités au gaz de Saint-Ouen 1 et 3, et au charbon et au bio combustible de Saint-Ouen 2, représentant à elles deux 72 % de ces livraisons. À l'inverse, les unités d'Ivry ou de Vaugirard paraissent moins sollicitées

Certaines unités de production sont externalisées dans des filiales. Il en est ainsi depuis 2001 de l'unité de cogénération de Vitry, évoquée précédemment et détenue à 50 % par la SNC Coge Vitry en association avec le groupe Engie. Au 31 décembre 2015 sa valeur nette comptable s'établissait à 31 M€. En 2016, cette unité a livré 13 % du total de la chaleur distribuée par la CPCU.

Plus récemment, les actifs de production de la centrale de géothermie de Paris Nord Est, à la contribution encore marginale, ont été cédés en 2015 pour 23,4 M€¹⁹ à Géométrropole, filiale détenue à 75 % par la CPCU.

Enfin les trois usines²⁰ d'incinération d'ordures ménagères du Sycotom sont un élément déterminant du dispositif d'approvisionnement de la chaleur. Si elles ne représentent que 20 % de la puissance mobilisable, elles fonctionnent en continu et produisent, selon les années et l'intensité de la rigueur climatique, entre 38 % et 48 % de la chaleur distribuée par la CPCU.

À l'échéance de la concession, les huit centrales de production de la CPCU, comme l'ensemble des canalisations, ouvrages de distribution et transport situés en dehors de la Ville de Paris, seront indemnisés à leur valeur nette comptable, selon la même règle que celle énoncée pour les biens de retour mis en service à partir de 2001. À la différence de ces derniers, la reprise de ces biens par la Ville constituera néanmoins pour celle-ci une possibilité mais non une obligation.

Au 31 décembre 2016 le montant de l'indemnité susceptible d'être versée par la Ville de Paris au titre de la reprise de ces biens s'établissait à 329 M€ dont 83 M€ au titre des investissements à engager entre 2017 et 2024. L'essentiel de cette indemnité concernait les ouvrages de production, la part des ouvrages de distribution hors Paris s'établissant en dessous de 30 M€.

Les terrains liés aux unités de production seront quant à eux indemnisés à leur valeur vénale²¹. Cette disposition introduit une incertitude significative pour l'évaluation de l'indemnité de restitution. Ainsi en octobre 2012, la CPCU a vendu le terrain de la Villette à la Semavip²², après démantèlement de l'usine de production de chaleur. Le prix de cession du terrain de 11,8 M€ HT s'est accompagné d'une plus-value de 11 M€.

La chambre observe que la société ne lui a pas communiqué d'évaluation de la valeur vénale de ses différents terrains.

Pour sa part, le concédant a indiqué à la chambre qu'au regard de l'évolution rapide de la valeur vénale de ces terrains, l'estimation définitive interviendra lors du calcul de l'indemnité de fin de contrat. La Ville a toutefois indiqué qu'elle portera, d'ici cette échéance, une attention particulière à l'estimation demandée par la chambre à la CPCU, ainsi qu'à son actualisation.

Recommandation n° 1 : Établir et communiquer à la Ville de Paris une estimation de la valeur vénale des terrains constitutifs de biens de reprise.

¹⁸ Bercy, Ivry, Grenelle, Vaugirard, Kremlin-Bicêtre, Saint-Ouen 1, Saint-Ouen 2, Saint-Ouen 3.

¹⁹ Valeur nette comptable de 22,5 M€.

²⁰ Ivry, Saint-Ouen, Isseane.

²¹ Article 39.3.1 de l'avenant n° 10 au Traité de Concession.

²² Organisme d'aménagement de la ville de Paris.

2.3.6 L'importante créance de restitution liée à la dévolution du réseau de distribution

« Le réseau de transport et de distribution se compose de canalisations qui rassemblent un ensemble de tuyaux dans lesquels transitent, pour l'aller de la vapeur et pour le retour de l'eau (des condensats). Seule une trentaine de kilomètres, ne sont plus équipés de retour d'eau depuis les années 70 suite à un phénomène de corrosion de la canalisation « sous calorifuge. »

Les rapports annuels du délégataire à la Ville mentionnent 390 kilomètres de canalisations du réseau de transport et de distribution sur le territoire de Paris intra-muros et 35 kilomètres de canalisations hors Paris. Les linéaires des tuyaux, constitutifs d'actifs immobilisés, sont à multiplier par deux²³ au regard de la longueur du linéaire de réseau communiquée. Les canalisations situées sur le territoire de Paris intra-muros constituent des biens de retour, les autres constituent des biens de reprise.

Depuis l'avenant n° 10 du 25 juillet 2012, les branchements sont désormais mentionnés à l'article 6 parmi les biens de retour. Aux termes de l'article 30-1 de la convention, *« les branchements ont pour objet l'amenée de la chaleur depuis les canalisations de distribution situées sous la voie publique jusqu'aux vannes d'entrée d'immeuble et le retour des condensats ou de l'eau depuis les installations du client jusqu'à la canalisation de retour d'eau située sous la voie publique. Les vannes d'entrée font partie du branchement. L'abonné prend en charge le coût des travaux d'établissement du branchement déterminé dans la police d'abonnement, selon le devis établi par CPCU ».*

Le rapport pour 2016 du délégataire indique que la longueur totale des 4 856 branchements situés dans Paris sera précisée en 2017.

En ce qui concerne les branchements qui étaient déjà existants au 9 juillet 2012, l'article 39-2 de la convention précise que le concessionnaire les remet gratuitement à la Ville de Paris à la fin de la concession. Ces branchements figurent avec une valeur nette comptable nulle dans les comptes de la concession.

L'installation constituant l'interface entre le réseau et les installations privées est dénommée poste de livraison. Les postes de livraison ne sont pas inclus dans le périmètre concédé, dont la limite a été définie en amont à la vanne d'entrée dans l'immeuble.

Dans la plupart des situations, ces ouvrages sont installés et entretenus par les abonnés. La CPCU propose toutefois une offre de « vente de chaleur » qui inclut l'établissement et l'exploitation du poste de livraison. Dans ce cas de figure, la CPCU reste propriétaire du poste de livraison (qui constitue un bien propre) et cette prestation est réalisée dans un cadre concurrentiel.

Les compteurs sont actuellement comptabilisés en bien de reprise par la CPCU.

La Ville de Paris a observé que, compte tenu de leur caractère indispensable au service concédé, et conformément à la position qu'elle observe vis à-vis des autres concessions de distribution d'énergies (compteur électrique Linky et compteur gaz Gazpar), elle considère que les compteurs doivent être reclassés en biens de retour.

La CPCU et la Ville de Paris ont ainsi précisé que leur reclassement en biens de retour était en cours d'instruction.

Aux termes de l'article 39-1 de la concession, l'ensemble des biens de retour doit être remis gratuitement à la Ville de Paris à l'échéance de la concession. Des dispositions dérogatoires édictées à l'article 39-2 viennent néanmoins modifier de façon significative cette règle générale. Ces dispositions ont évolué avec la durée de la concession.

Initialement, la restitution au concédant des biens de retour établis depuis plus de 20 ans avant l'échéance de la concession était gratuite. Pour ceux établis depuis moins de 20 ans, leur retour devait s'accompagner du versement d'une indemnité par le concédant.

²³ Soit au total 690 km dans Paris.

Ces stipulations ont été revues dans le cadre de l'avenant n° 5 du 13 juin 1983. La concession a été prolongée, à cette date, jusqu'au 31 décembre 2017 et les biens de retour qui devaient faire l'objet d'un rachat par la Ville étaient désormais ceux établis depuis moins de 7 ans avant son échéance (soit avant le 31 décembre 2010), et non plus depuis moins de 20 ans.

L'avenant n° 8 du 20 décembre 2004 a modifié à nouveau ces stipulations, afin d'éviter d'inciter la CPCU à reporter ses investissements postérieurement à l'année 2010. Les biens de retour qui doivent faire l'objet d'un rachat par la Ville sont désormais ceux établis depuis le 1^{er} janvier 2001.

Pour ces derniers, la Ville de Paris versera à CPCU une indemnité égale à leur valeur brute, diminuée d'un trentième, pour chaque année depuis leur établissement. Cette indemnité ne pourra être supérieure à la valeur nette comptable (article 39.2 de la convention). Avec l'avenant n° 9 du 9 avril 2009, l'échéance de la concession a été reportée à 2024.

Au 31 décembre 2016 l'indemnité prévisionnelle de fin de concession au titre des biens existants s'établissait à 252 M€ dont près de 80 % concernaient des investissements engagés depuis 2012.

Entre 2017 et 2024, 243 M€ d'investissements complémentaires sont prévus, dont 160 M€ au titre du renouvellement de canalisations (*cf.* annexe n° 1). Ces renouvellements feront l'objet d'observations complémentaires de la chambre dans le deuxième rapport d'observations, plus particulièrement dédié à l'analyse des comptes de la concession.

C'est pourquoi la chambre formule la recommandation ci-après.

Recommandation n° 2 : Préciser le statut des compteurs au regard de leur caractère nécessaire au service concédé.

3 UNE CONCESSION INSEREE DANS UNE SITUATION DE MONOPOLE, PARTIELLEMENT REGULE

3.1 Une concession qui participe du monopole du chauffage urbain parisien

En matière d'analyse économique d'un système de distribution d'énergie comme l'électricité, le gaz ou la chaleur, on distingue en général quatre activités : la production, le transport de gros sur les grands axes du réseau, la distribution de détail et la commercialisation au consommateur final. Pour l'électricité ou le gaz, les activités en amont (production) et en aval (commercialisation) sont exposées à la concurrence alors que les activités intermédiaires (transport et distribution) sont assurées par des monopoles régulés.

En effet, le coût de duplication des réseaux de transport et de distribution est jugé prohibitif au regard du nombre de consommateurs potentiels. Ainsi, pour l'électricité, alors que le transport est assuré par Réseau de transports d'électricité et la distribution par Enedis (anciennement ERDF) ou par des monopoles locaux (entreprises locales de distribution), la commercialisation au client final est réalisée depuis 2007 par l'intermédiaire de 22 sociétés dans lesquelles on relève, outre des producteurs, des fournisseurs régionaux, des fournisseurs d'électricité verte et des fournisseurs spécialisés sur les marchés professionnels.

Les tarifs réglementés n'ont donc vocation qu'à concerner les activités intermédiaires qui sont l'objet du monopole²⁴.

²⁴ Ainsi la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017 annule le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif qu'il imposait à certains fournisseurs de proposer au consommateur final la fourniture de gaz naturel à des tarifs réglementés. Le Conseil d'État constate qu'à la date du décret attaqué, il n'était plus possible de se fonder sur un objectif d'intérêt général pour justifier le maintien de prix réglementés du gaz.

À la différence des systèmes de distribution d'électricité ou de gaz, en matière de chauffage urbain, le système de distribution d'énergie thermique n'impose pas une séparation entre des activités régulées (transport et distribution) et des activités concurrentielles (production et fourniture commerciale au client final).

Dans une étude de juillet 2014, l'association Amorce, qui rassemble des collectivités et des professionnels, observait à cet égard que *« sauf pour la valorisation des déchets, et la cogénération dans une moindre mesure, traditionnellement l'entité qui gère le réseau de chaleur et celle qui produit de la chaleur pour alimenter le réseau ne sont qu'une et même entité. »*

En ce qui concerne l'activité concédée à la CPCU par la Ville de Paris, elle semble avoir toujours été entendue par les deux co-contractants de façon extensive, comme englobant le transport, la distribution et la fourniture commerciale de chaleur au client final.

Si la production d'énergie demeure exclue du périmètre de la concession parisienne, la CPCU assure néanmoins aujourd'hui le monopole de l'approvisionnement du réseau, en produisant 44 % de l'énergie livrée et en négociant l'acquisition du solde auprès d'autres producteurs, à savoir le Sycotom (pour 44 %) ou d'autres entités du groupe Engie (pour 12 %).

Sans ignorer l'existence d'autres modes de chauffage alternatifs, individuels ou collectifs, alimentés notamment par le gaz, l'électricité ou le fioul, la chambre observe que la CPCU, titulaire de façon contractuelle d'un seul droit exclusif de distribution sur le territoire parisien, et non d'approvisionnement et de distribution, se trouve dans une situation de monopole de fait sur l'ensemble des activités successives²⁵ qui concourent à la fourniture de chaleur à l'usager final.

Certes, la fourniture d'énergie thermique (chaleur) à l'utilisateur final (usager) n'est jamais assurée par la CPCU, car la limite de sa prestation comme délégataire s'inscrit en amont du poste de livraison et la prestation en aval du poste de livraison est assurée par un exploitant de chauffage. De même, la facturation ne s'adresse pas au client final mais à l'intermédiaire qu'est l'abonné²⁶.

Il n'en demeure pas moins que le client final n'a d'autres possibilités que de choisir comme fournisseur amont la CPCU selon des conditions tarifaires prédéterminées par le contrat de distribution établi avec l'abonné (le syndic d'immeuble).

3.2 Un monopole, objet d'une régulation réelle mais perfectible

L'organisation retenue pour le service s'est accompagnée de l'encadrement des tarifs appliqués aux usagers de la concession parisienne dans un « tunnel tarifaire ».

Un tarif maximal de vente de la chaleur à l'usager (tarif maximal autorisé) a été déterminé de façon contractuelle. Ce mécanisme de plafonnement, connu en économie de la régulation sous l'acronyme anglo-saxon de « price cap », est souvent considéré comme un instrument efficace en matière de régulation des industries de réseau. Il permet en outre d'éviter de passer un avenant à chaque événement exogène n'entrant pas dans une formule d'indexation.

L'édiction d'un prix de cession interne de la chaleur²⁷ par la branche Approvisionnement à la concession parisienne²⁸, instauré par l'avenant n° 8 du 20 décembre 2004, participe d'un second outil de régulation tarifaire au profit, cette fois, de la CPCU. Par son importance, il détermine en effet le niveau minimal du tarif à facturer à l'usager, sauf à conduire le résultat d'exploitation de la concession à présenter des pertes.

Ces deux mécanismes paraissent pouvoir être améliorés.

²⁵ Approvisionnement du réseau par négoce de chaleur auprès de tiers ou par production propre de chaleur, transport de chaleur, distribution de chaleur, commercialisation de chaleur

²⁶ Syndic de copropriété pour les logements privés, ou organismes de logements sociaux pour les logements publics.

²⁷ Dont le coût de production représente 70 % du prix de revient de la chaleur vendue à l'usager.

²⁸ Le prix de cession interne de la branche Approvisionnement à la branche Distribution.

3.2.1 Une régulation contractuelle au profit de l'utilisateur limitée à un tarif maximal autorisé

Aux termes de l'article 32 de l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession qui reprend les anciennes dispositions de l'article L. 1411-2 du CGCT, le contrat doit déterminer les tarifs à la charge des usagers et préciser l'incidence sur ces tarifs des paramètres ou indices qui déterminent leur évolution.

À défaut de s'accompagner d'une grille tarifaire, la convention actuelle ne respecte donc pas ces prescriptions. Déjà, dans le cadre de son rapport précité, la Cour des comptes observait que la particularité notable du service public parisien tenait notamment à la grande liberté que laissait la ville de Paris à son délégataire de fixer les tarifs appliqués aux usagers. Cette liberté accordée dès la convention initiale en 1927 avait toujours été confirmée depuis lors. Elle n'était encadrée que par l'institution d'un prix maximum autorisé.

Certes avec l'édiction d'un tarif maximal autorisé, les clauses tarifaires de la convention de délégation organisent une régulation du prix de vente aux abonnés de la concession parisienne non seulement au titre de l'activité de distribution concédée, mais de l'ensemble de la prestation de chauffage urbain.

Cependant, comme l'observait déjà la Cour, cette liberté était contraire aux dispositions de l'article L. 1411-2 du CGCT.

En réponse la Ville de Paris avait observé que, sur le plan tarifaire, la CPCU était dans une situation très différente de celle des entreprises délégataires s'adressant à une clientèle captive et qui peuvent être en position d'abuser de leur liberté tarifaire. La Ville soulignait que l'exploitation du réseau de chaleur était exposée à la concurrence d'autres modes de chauffage, en fonction notamment de son prix. Elle indiquait que la CPCU évoluait dans un secteur concurrentiel, et non monopolistique, dans lequel elle ne saurait être le fournisseur obligé et unique. Ce contexte concurrentiel concourait à expliquer la faible progression des prix de la CPCU sur les dernières années.

Dans son rapport de suivi des recommandations du 31 octobre 2013, la chambre avait repris ses observations précédentes en observant que « *ni le caractère concurrentiel, ni l'existence d'un prix plafond ne constituent des arguments pour justifier l'absence d'une fixation des tarifs dans la convention de DSP exigée par l'article L. 1411-2 du CGCT* ». Elle recommandait de « *mettre fin à la liberté tarifaire accordée à la CPCU et de fixer dans la convention la grille des tarifs applicables à l'utilisateur* ».

La Ville avait alors indiqué qu'elle engagerait en 2015 une étude des modalités de fixation des tarifs dans la convention. Elle soulignait que cette étude s'appuierait sur un audit comptable qui devrait vérifier les charges et prix de revient du concessionnaire. Elle comprendrait également une étude économique du marché de la production et de la distribution de chaleur. Cette étude serait assortie de propositions visant à intégrer la fixation des tarifs dans les contrats et à en préserver la sécurité juridique.

Dans sa réponse, la CPCU a souhaité souligner que certaines jurisprudences relativement récentes ont approuvé le mécanisme du plafonnement des tarifs comme satisfaisant aux exigences fixées par l'article L. 1411-2 du CGCT. La société a précisé néanmoins que prenant acte des observations de la chambre, elle se rapprochera de la Ville de Paris pour recueillir ses intentions sur ces sujets.

La Ville de Paris a informé la chambre qu'elle examine en ce moment la possibilité de fixer la grille tarifaire dans le contrat de concession dans le cadre de l'audit économique approfondi qu'elle a diligenté à la fin de l'année dernière et dont les résultats seront connus en cours d'année.

Elle a précisé qu'« *une réponse circonstanciée pourra donc être apportée prochainement à cette recommandation.* »

Recommandation n° 3 : Fixer dans la convention de concession parisienne la grille des tarifs applicables aux usagers conformément aux prescriptions légales.**3.2.2 L'exclusion d'une part significative des usagers de la protection du tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur (tarif maximal autorisé)**

Dans son insertion au rapport public précité, la Cour des comptes avait observé que le tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur (tarif maximal autorisé) ne s'appliquait qu'à partir d'un certain niveau de consommation, fixé à 1 000 heures de puissance annuelle souscrite. Une étude réalisée par la CPCU à la demande de la chambre régionale des comptes Île-de-France avait pourtant montré que 21 % des clients payaient une facture annuelle supérieure au prix maximum autorisé, en raison de leur faible consommation²⁹.

En réponse la Ville avait souligné que cette exclusion était justifiée par le fait que ces usagers qui utilisent les installations de la concession de façon occasionnelle, et en tous cas non optimale, étaient au regard du service concédé dans une situation différente de celle des usagers soumis au tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur, puisque leur faible consommation impliquait la mise en œuvre de moyens spécifiques onéreux. Par ailleurs le dépassement du tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur pour ce qui les concernait, était limité à 10 % en moyenne.

En 2013 la chambre avait relevé que, comme précédemment, le tarif maximum autorisé n'était pas applicable à tous les usagers. Certes, l'avenant n° 9 du 7 avril 2009 avait supprimé la référence à une consommation minimale et il permettait à tous les usagers de bénéficier de la garantie d'un prix plafond.

Cependant cette adaptation avait été de courte durée puisque l'avenant n° 10 avait rétabli le principe qui réservait la garantie du tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur aux usagers consommant un nombre minimum d'heures de la puissance souscrite. Cet avenant avait même durci le régime précédent qui avait cours en 2008 puisque désormais tout usager devait justifier, non plus de 1 000 heures de consommation pour bénéficier de la garantie du prix plafond, mais de 1 300 heures, au moins.

La Ville avait fait valoir à la chambre que, si 64 % des abonnés avaient consommé, en 2012, moins de 1 300 heures de la puissance souscrite dans leur contrat, seulement 65 d'entre eux avaient payé un prix supérieur au tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur, soit 1,3 % de la totalité des usagers.

La chambre observait néanmoins que dès lors que la CPCU disposait de la liberté d'établir les différentes grilles de tarifs applicables aux usagers, une modification unilatérale de la structure de ces tarifs pouvait aboutir à exposer un nombre significatif d'abonnés du concessionnaire à ne plus bénéficier de la garantie du prix plafond.

Si la chambre n'a pas procédé à de nouvelles évaluations du nombre d'usagers exposés, cette fragilité du dispositif du tarif maximal de vente de la chaleur à l'utilisateur demeure aujourd'hui.

Pour la CPCU, l'exclusion du bénéfice du tarif général maximal autorisé pour les usagers dont les durées d'utilisation du chauffage urbain sont inférieures à 1 300 heures par an se justifie par une utilisation des installations en appoint.

En effet, ces usagers se trouvent dans une situation différente de celle des usagers bénéficiant du tarif maximal autorisé puisque leur consommation, d'appoint ou de pointe, implique la mise en œuvre de moyens de production spécifiques, onéreux (chaufferies au gaz mais également aux granulés de bois et au biocombustible liquide en hiver).

²⁹ Étaient concernés des locaux professionnels tertiaires (588 abonnés), des habitations privées gérées par un syndic (287 usagers), divers locaux à vocation commerciale (44 hôtels) ou d'enseignement supérieur (32). Globalement, les sommes recouvrées auprès de ces clients sont supérieures d'un peu plus de 10 % au prix qui aurait été facturé si le PMA avait été appliqué.

La CPCU précise également que cette situation procède de la particularité de son « mix énergétique » fondé sur des sources d'énergies distinctes dont les prix sont très variables (valorisation thermique des déchets, granulés de bois, charbon, gaz, biocombustible liquide, géothermie, biogaz).

3.2.3 Une régulation extra contractuelle au profit de la société par un prix de cession interne

Conformément à l'article 40-1 à la loi du 29 janvier 1993 modifié par la loi 95-127 du 28 février 1995 : « *Le délégataire produit chaque année avant le 1er juin à l'autorité délégante un rapport comportant notamment les comptes retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution de la délégation de service public.* »

L'avenant n° 8 du 20 décembre 2004 a profondément modifié le compte de résultat de la concession de distribution par l'exclusion des flux susceptibles de se rapporter à l'activité de production de la CPCU ou à son activité de distribution à l'extérieur du territoire parisien.

Jusqu'en 2003, les produits et les charges du compte de la délégation étaient ceux réalisés « *à partir d'actifs sur lesquels le concédant avait un droit* », notion qui englobait non seulement les flux financiers liés aux biens nécessaires (biens de retour) mais également ceux liés à des biens utiles (biens de reprise) au fonctionnement de la concession.

En 2004, conformément au nouvel article 37-4 introduit par l'avenant n° 8 du 20 décembre 2004 une notice a précisé les nouvelles modalités d'élaboration du compte de la concession : « *Le concessionnaire fournit à la Ville de Paris avant le 1^{er} juin de chaque année civile, une note expliquant et justifiant le passage de ses comptes sociaux aux comptes de la délégation. Cette note est destinée à l'information particulière de la Ville de PARIS dans l'exercice de ses prérogatives de contrôle. Elle est soumise à l'agrément du Maire de Paris. Elle pourra être modifiée sur l'initiative de la partie la plus diligente.* »

Cette note, incluse dans une brochure annuelle intitulée « *Comptes de la délégation* » complète le rapport annuel du délégataire.

Les activités de la CPCU y sont décrites comme se répartissant en trois grandes branches :

- (a) la branche Approvisionnement qui rassemble les activités de production de chaleur et d'électricité (cogénération) et d'achat de chaleur à des tiers, auxquelles s'ajoutent les activités accessoires en rapport avec la production (ingénierie) ;
- (b) la branche de la distribution de chaleur dans Paris intra-muros, déléguée par la Ville de Paris ;
- (c) la branche des autres activités de distribution de chaleur (distribution hors Paris intra-muros, offre « ventes de chaleur³⁰ », activités accessoires chez les abonnés³¹, prestations de services pour le compte de filiales³²).

Un prix de cession interne assorti d'une marge organise la vente aux deux branches de distribution par la branche Approvisionnement de la chaleur produite ou achetée à l'extérieur. Il est identique pour les deux branches de distribution dont il constitue le coût d'approvisionnement en chaleur.

Aux termes de ladite brochure, son mode de calcul vise à « *réfléter l'économie générale du contrat de concession* ».

³⁰ CPCU est alors propriétaire du poste de livraison.

³¹ Par exemple location sous-station.

³² Cogé Vitry, CVE, Climespace.

Initialement, ce prix était déterminé *a posteriori* à partir du résultat de la concession. Il n'exerçait donc aucune influence sur ce résultat qui était lui-même issu d'un partage du résultat global de la CPCU proportionnellement aux actifs mobilisés par ses branches d'approvisionnement et de distribution. Par la suite le choix de cristalliser le prix de cession interne à son niveau de l'année 2000, puis de l'actualiser, l'a transformé en un coût indépendant, déterminé *a priori*.

Ce prix a alors conditionné, de fait, au profit de la branche Approvisionnement de la CPCU, le niveau de tarification minimale qui permet l'équilibre d'exploitation de la concession.

La Ville de Paris et la CPCU ont précisé, dans leurs réponses, que ce prix était demeuré sans influence sur les tarifs, le prix de vente de la concession étant toujours déterminé en fonction des coûts réels associés à l'approvisionnement et à la distribution

Dans son rapport, la Cour des comptes avait souligné que le maire de Paris n'avait pas donné l'agrément à cette note contrairement aux dispositions prévues par la convention.

La CPCU a précisé, dans sa réponse, que la note annexée à l'avenant n° 8 du contrat de concession qui définit le prix de cession interne avait été validée par la ville de Paris. Chaque année le concédant fournit une note qui fait l'objet d'échanges avec les services techniques et financiers de la Ville, notamment lors de l'analyse du compte rendu annuel de concession. L'agrément de la Ville sur cette note est réputé donné lors de l'approbation du CRAC.

La Ville de Paris a précisé que dorénavant cet agrément prendra la forme d'un échange de courriers spécifique.

Recommandation n° 4 : Obtenir un agrément formalisé du concédant sur la note annuelle justifiant le passage des comptes sociaux aux comptes de la concession parisienne.

3.2.4 Un prix de cession interne qui s'est éloigné de ses critères initiaux

La notice relative à l'établissement du compte de la délégation jointe à l'avenant n° 8 à la convention précise comment le prix de cession interne de l'année 2000 a été déterminé : « *Le prix de cession de la vapeur pour l'année 2000 est estimé à partir des comptes, en faisant l'hypothèse que la rentabilité de la branche « production³³ » est identique à celle de la société prise dans son ensemble. Afin de conforter la mesure obtenue, cette approche a été dédoublée en recourant à deux mesures de la rentabilité, la première en terme d'exploitation, la seconde en terme économique :*

- *Approche par la rentabilité d'exploitation. En 2000, la société dans son ensemble a dégagé une marge courante (résultat courant avant impôt rapporté au chiffre d'affaires) de 3,6 %. Pour arriver à la même marge, la branche « production » doit vendre la vapeur au prix de 17,81 € la tonne.*
- *Approche par la rentabilité économique : En 2000 la société dans son ensemble a dégagé un retour sur investissement (EBITDA³⁴ rapporté aux immobilisations) de 7 %³⁵. Pour arriver au même taux de retour, la branche « production » doit vendre la vapeur au prix de 17,63 € la tonne.*

Les deux résultats sont proches. Le prix de cession retenu in fine pour l'année 2000 est la moyenne des deux, soit 17,72 € par tonne ».

³³ Lire "Approvisionnement"

³⁴ L'EBITDA, acronyme anglais de « *Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization* » correspond approximativement à l'EBE.

³⁵ Le prix de cession interne initial retenait dans le calcul de l'EBITDA de 2000, évalué à 38,5 M€, une plus-value de 27 M€ suite à la cession en avril 2000 des titres de la Trigen apportés à l'offre publique d'achat d'Elyo. Cette plus-value exceptionnelle n'est pas retenue dans le calcul d'EBITDA « standard » établi par la chambre.

Ces deux conditions paraissent particulièrement déterminantes dès lors que le coût de production, avant toute marge, représentait alors 78 % du prix de revient³⁶ de la chaleur vendue et que la valeur brute des actifs de production représentait 67 % de l'actif brut de la CPCU.

Depuis 2012, le respect du critère d'identité de rentabilité d'exploitation pour la CPCU dans son ensemble et pour la branche Approvisionnement n'est pas établi. Ainsi pour les exercices 2012 et 2015, cette rentabilité d'exploitation s'établit respectivement à 14,7 % et 18,5 % pour la CPCU contre 11,5 % et 8,7 % pour la branche Approvisionnement.

De la même façon, le respect du critère d'identité de la rentabilité économique n'est pas plus assuré. En 2012 et 2015, cette rentabilité économique s'est établie respectivement à 8 % et 6,1 % pour la CPCU contre 14 % et 7,3 % pour la branche Approvisionnement

3.2.5 Un prix de cession interne qui ne reproduit pas la structure réelle des coûts d'approvisionnement en chaleur supportés par la société

Les tarifs facturés par la CPCU aux usagers au titre de la vapeur distribuée sont, comme il est d'usage dans ce type de prestations, des tarifs binômes, comprenant un abonnement annuel (R2) et un prix variable (R1).

Le prix variable R1 est un élément proportionnel, variant en fonction de la consommation cumulée de l'usager exprimée en mégawatt-heure (MWh). Le prix d'abonnement R2 est un élément de tarification fixe dû par chaque abonné, indépendamment des consommations effectives de calories. Il correspond aux coûts fixes du concessionnaire. Il est exprimé en KW de puissance souscrite, représentative de la consommation maximale par heure que peut requérir l'usager³⁷.

S'agissant de la structure du prix de cession interne, elle ne comporte qu'un seul terme, variable, proportionnel à la consommation de chaleur de chaque branche.

Les coûts fixes d'approvisionnement de la société deviennent donc des coûts variables pour les branches de distribution lorsqu'elles doivent établir la tarification de leurs clients. Dès lors, comme observé *infra*, l'abonnement R2 facturé à l'usager n'a pour objet que de couvrir les coûts fixes de distribution, les coûts fixes d'approvisionnement ayant été préalablement « *rendus variables* » dans le compte d'exploitation de la concession.

Par ailleurs la refacturation des coûts fixes d'approvisionnement en proportion des consommations suppose que les coûts fixes d'approvisionnement sont proportionnels à la consommation effective. Il est cependant vraisemblable que les coûts fixes d'approvisionnement évoluent, au moins en partie, proportionnellement à la puissance des unités de production mobilisées.

Le prix de cession interne ne reproduit donc pas la structure réelle des coûts supportés par la société.

3.2.6 Un mode de détermination à préciser au regard des objectifs poursuivis

Établi en 2000, le prix de cession interne a été depuis lors actualisé jusqu'en 2015 par l'application d'une formule d'actualisation paramétrique complétée successivement de deux termes.

Ce dispositif d'actualisation semble avoir eu davantage pour ambition de restituer l'évolution des coûts de production depuis 2000, que de garantir le respect des deux objectifs qui avaient fondé sa mise en place (*cf. supra*).

L'analyse des conditions de cette restitution n'est pas apparue totalement satisfaisante.

³⁶ Prix de revient établi à partir des produits et des charges constitutifs du résultat d'exploitation, dénommé résultat opérationnel courant, de la société.

³⁷ Une année comporte 8 760 heures.

L'actualisation annuelle de la référence de 2000 n'a pas permis de prendre en compte certains chocs externes significatifs qui ont affecté le résultat d'exploitation.

Ainsi en a-t'il été de l'échéance en 2009 de contrats de crédit-bail assortis de loyers importants (11 M€), ou du recours à des prix non régulés plus avantageux pour l'approvisionnement en gaz.

De 2012 à 2015, la restitution des évolutions du coût de production réel paraît avoir mieux été réalisée, mais le changement de méthode opéré en 2016 s'est accompagné d'un nouveau choc sur la marge interne par tonne vapeur de la branche Approvisionnement, qui a doublé.

Le prix de cession interne instaure ainsi un partage erratique du résultat opérationnel courant³⁸ de la CPCU entre ses différentes branches, dont la concession parisienne.

La Ville de Paris, concédante, a précisé que le résultat de l'audit économique diligenté au début de l'année 2018, dont les résultats devraient être connus en cours d'année devrait permettre d'améliorer encore le dispositif.

Pour procéder à l'analyse de l'économie de la concession, la chambre a retraité les tableaux de gestion de la CPCU en neutralisant les effets du prix de cession interne.

4 UNE SOCIÉTÉ D'ÉCONOMIE MIXTE À LA SITUATION FINANCIÈRE SOLIDE

Filiale du groupe Engie, la CPCU produit chaque année des comptes sociaux et des comptes consolidés.

Les données mentionnées infra sont principalement comparées avec les données générales et sectorielles³⁹ de l'Institut national de la statistique et des études économiques (Insee), et avec les données générales⁴⁰ et sectorielles⁴¹ de la Banque de France.

La société bénéficie d'une importante profitabilité, qui lui permet de dégager chaque année une capacité d'autofinancement (Caf) avantageuse, dont le cumul s'établit à 300 M€ entre 2012 et 2016.

La CPCU a pu ainsi préserver sa solvabilité alors qu'elle réalisait 465 M€ de nouveaux investissements, l'encours de sa dette doublant pour atteindre 280 M€.

4.1 Des comptes sociaux qui restituent l'intensité capitalistique de l'activité

4.1.1 Un résultat qui s'accompagne d'une capacité d'autofinancement significative

Les principales données du compte de résultat s'établissent comme suit (en M€) :

³⁸ Approximativement le résultat d'exploitation.

³⁹ Les entreprises en France, Insee 2017 - <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3152833>.

⁴⁰ Bulletin n° 215 de la Banque de France : La situation des entreprises en France en 2016 <https://www.banque-france.fr/sites/default/files/medias/documents/bulletin-de-la-banque-de-france-215.pdf>.

⁴¹ Fascicule des résultats sectoriels de la Banque de France Année 2016 – secteur 35 Production, distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné. <https://entreprises.banque-france.fr/sites/default/files/fascicule-sectoriel-electricite-gaz-35-2016.pdf>.

Tableau n° 1 : Évolution du résultat de la CPCU et de la concession parisienne

	2012		2013		2014		2015		2016	
	CPCU	DSP								
DJU	2001		2180		1641		1784		2067	
Vapeur vendue (en KTV)	7336		7864		6195		6755		7204	
Chiffre d'affaires	423	309	433	344	362	291	392	324	452	378
Valeur ajoutée	135	62	135	72	137	61	133	70	158	78
Salaires, traitements et charges soc	43	18	49	20	49	20	47	21	49	21
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	78	31	73	38	68	31	68	37	98	42
Résultat d'exploitation	51	24	55	32	54	18	67	49	69	28
Charges financières	2	1	2	1	3	1	3	1	4	1
Résultat net	41	22	32	19	37	11	45	34	40	15
CAF brute	56	26	61	25	56	23	60	22	73	29
Distribution de dividendes	6		6		13		6		6	

Source : Comptes sociaux annuels de la CPCU et rapport annuel du délégué

Le chiffre d'affaires de la société, qui fluctue notamment en fonction de la rigueur climatique⁴², est principalement constitué (à 84 % en 2016) par celui de la concession parisienne, surtout depuis l'échéance en mars 2013 des ventes du contrat « d'obligation d'achat » de l'électricité produite par cogénération l'unité de production de Saint-Ouen 3. En effet, les ventes dudit contrat, de 59 M€ en 2012, ne participaient pas du chiffre d'affaires de la concession mais de celui de la branche « Approvisionnement » de la société d'économie mixte (*cf. infra*).

Le taux de valeur ajoutée de la CPCU⁴³, soit 35 % de son chiffre d'affaires en 2016, s'inscrit dans la moyenne de son secteur d'activité⁴⁴ telle qu'établie par la Banque de France tout en étant élevé⁴⁵ au regard de celui de l'ensemble des entreprises. En ce qui concerne la seule concession parisienne, ce taux s'établit en revanche en retrait, avec 20%. Une part significative de la valeur ajoutée est imputée à la branche Approvisionnement de la CPCU par l'intermédiaire du prix de cession interne.

La part des charges de personnel permanent dans le chiffre d'affaires est limitée. Elle s'établit autour de 11 % du chiffre d'affaires (contre 15 % pour Engie et 18 % en moyenne pour les entreprises).

Le rendement de la main d'œuvre⁴⁶ s'établit en 2016 à 280 000 € contre 126 000 € en moyenne dans le secteur « Énergie, eau déchet », mais avec une médiane à 225 000 €. Le coût apparent de la main d'œuvre⁴⁷ s'établit à 86 000 € contre 74 000 € pour l'ensemble des entreprises en 2014 mais 114 000 € pour le secteur « Énergie, eau déchet ».

Le taux de marge, à savoir le rapport entre l'excédent brut d'exploitation (EBE) et la valeur ajoutée, est important. Il s'établit, pour la CPCU, comme pour la concession parisienne, entre 50 % et 60 % selon les années contre 40 % pour le secteur « Énergie, eau déchet », et 24 % en moyenne en 2016 pour les entreprises françaises. Rapporté au chiffre d'affaires l'EBE s'établit à 21,5 %.

La capacité d'autofinancement de la société, imputée pour moitié à l'activité de la concession parisienne, s'établit autour de 15 % de son chiffre d'affaires, soit près du double de la moyenne de l'ensemble des entreprises. En revanche là encore, pour la seule concession parisienne, le niveau de la capacité d'autofinancement s'établit entre 6 % et 8,5 %, soit à un niveau proche de cette moyenne.

⁴² Évaluée par un indicateur dénommé « degré jours unifiés » (DJU) établi à partir du nombre de jours de la « saison de chauffe » où la température moyenne de la journée est inférieure à la température de référence.

⁴³ Dans son rapport annuel 2016, la CPCU indique (p. 62) que le Produit Intérieur Brut normatif correspondant à la valeur ajoutée réalisée par CPCU est évalué à 137 M€.

⁴⁴ Selon l'Insee le taux moyen de valeur ajoutée du secteur électricité gaz est de 26,1 % en 2015.

⁴⁵ Le taux moyen de l'ensemble des entreprises est de 28 % en 2016.

⁴⁶ VA/Effectif permanent moyen non retraité des charges de personnel extérieur.

⁴⁷ Charges de personnel permanent/Effectif moyen permanent.

La CPCU souligne, dans sa réponse, que la valeur ajoutée et la capacité d'autofinancement doivent être appréciées au regard des importants investissements engagés depuis 2012 dans le cadre du verdissement du réseau, de l'amélioration de la qualité de l'air et de la fiabilisation du retour d'eau.

Pour la seule concession parisienne, ces données sont complétées par les prévisions d'exploitation suivantes :

Tableau n° 2 : Compte de résultat prévisionnel de la concession parisienne

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Chiffre d'affaires	335	338	339	342	344	346	348	350
Résultat d'exploitation	21	20	19	17	16	15	13	12
Charges financières	1	1	1	1	1	1	1	1
Résultat net	12	12	12	11	10	9	8	7
Solde dot/rep amort et prov	-12	-13	-14	-15	-16	-17	-18	-19
CAF brute	24	25	26	26	26	26	26	26

Source : Rapport du délégataire pour l'exercice 2016.

Cette prévision apparaît relativement prudente au regard des derniers exercices, la tarification de la concession ayant augmenté de 9 % entre 2015 et 2016 soit un chiffre d'affaires de 353 M€ à rigueur climatique inchangée.

4.1.2 Un bilan caractérisé par l'effort soutenu d'investissement

Les principales données bilancielle s'établissent comme suit :

Tableau n° 3 : Évolution du bilan social de la CPCU

	2012	2013	2014	2015	2016
VNC immobilisations (a)	623	622	700	767	846
Dont biens de retour	336	343	360	394	399
Dont biens de reprise	246	244	248	353	388
BFR	-33	-29	-12	-21	-26
Investissements corporels bruts	70	56	112	135	92
Capitaux propres	410	444	469	522	574
dont amortissements de caducité	145	148	151	154	157
Autres fonds propres	16	17	17	20	3
Provisions	179	167	157	127	120
Dette financière	146	134	216	266	281
Total bilan	784	789	1011	1057	1208
Distribution de dividende	6	6	13	6	6
(a) nettes des amortissements de caducité					

Source : Comptes sociaux de la CPCU

La valeur nette comptable des immobilisations a augmenté de 35 % entre 2012 et 2016, la répartition entre les biens nécessaires à l'exécution du contrat de concession (biens de retour), et les biens utiles assortis d'une option de reprise (biens de reprise) s'équilibrant progressivement.

Après la mise en service, en 2012 de la canalisation structurante T3 d'une longueur de 10,2 kilomètres (en lien avec les travaux du tramway T3), qui a permis le bouclage du réseau de transport de chaleur sur l'est parisien (soit un investissement de 123 M€), les principaux investissements ont concerné deux projets de modification des unités de production constitutifs de biens de retour : le projet « co-combustion » à Saint-Ouen et le projet « grandes installations de combustion » pour cinq centrales.

Le projet de passage de la centrale charbon de Saint-Ouen à une co-combustion de granulés de bois et charbon, d'un coût estimé de 75 M€, a été achevé en 2016. Sa réalisation a permis à la CPCU de distribuer une chaleur produite à partir de plus de 50 % d'énergie renouvelable et de récupération, seuil permettant à l'abonné de bénéficier d'un taux de TVA réduit de 20 % à 5,5 % sur le terme de sa facture proportionnel à sa consommation (terme R1).

La mise aux normes environnementales de 5 centrales fioul, par passage au gaz ou au bio combustible liquide, dont l'investissement total s'établit à 100 M€, a permis de substituer le gaz au fioul⁴⁸ dans le mix énergétique de la CPCU, et de réduire ainsi de 50 000 tonnes par an les émissions de gaz à effets de serre.

Le taux d'investissement rapporte les investissements corporels bruts hors apport à la valeur ajoutée hors taxe. Selon l'Insee il s'établit en 2015 pour l'ensemble des entreprises à 20 % avec néanmoins d'importantes variations (60 % pour le secteur de l'électricité et du gaz). Pour la CPCU les investissements corporels bruts s'établissaient à 135 M€ en 2015 et 92 M€ en 2016 soit des taux d'investissement de respectivement 100 % et 92 %.

De 2012 à 2016, la CPCU a réalisé 465 M€ d'investissements en immobilisations corporelle, soit un taux d'investissement moyen de 66 %.

Le taux d'endettement, défini comme le rapport de l'endettement financier sur les capitaux propres s'établit à 49 % contre 106 % pour l'ensemble des entreprises de la base FIBEN et 246 % pour les seules entreprises du secteur Énergie, eau, déchets de cette même base. La capacité de remboursement de la dette, défini comme le rapport entre la dette financière et la Caf brute, s'établit à 3,8 années contre 6,4 années en moyenne années pour l'ensemble des entreprises selon la Banque de France. La dette financière représente 2,8 années d'EBE contre 2,3 années pour le groupe Engie en 2016 (8 ans en moyenne selon la Banque de France).

La politique de distribution de la CPCU paraît modérée, avec un dividende qui représente 4 % de la valeur ajoutée. Rapporté au revenu global constitué principalement par la valeur ajoutée⁴⁹, le dividende versé s'établit selon la Banque de France autour de 14 %, avec des variations importantes selon la taille de l'entreprise (6 % pour les Petite et moyenne entreprises et 20 % pour les grandes entreprises). Pour le secteur « Énergie, eau et déchets » ce taux s'établit en moyenne à 18 %.

4.2 Une consolidation qui rassemble des activités de développement externalisées

Le périmètre de consolidation des comptes est décrit en annexe n° 2.

L'externalisation dans des filiales de la société de certains actifs de production, constitutifs d'investissements de développement lors de mise en service, comme l'unité de cogénération de Coge Vitry en 2001 prive la Ville de Paris de la possibilité ultérieure de les racheter au titre des biens de reprise de la concession. En ce qui concerne la centrale de géothermie de Géométropole, la Ville détient une option des rachats des actifs de la filiale jusqu'en 2024

Les principales données chiffrées consolidées, dans lesquelles la contribution de la CPCU est largement prépondérante, s'établissent comme suit selon les normes IFRS⁵⁰.

Tableau n° 4 :

	2012	2013	2014	2015	2016	1er SEM 2016	1er SEM 2017
Chiffre d'affaires	470	483	393	441	469	273	254
EBITDA	85	89	82	81	97	61	70
Résultat opérationnel courant	43	55	45	44	56	41	50
Résultat net	23	31	25	21	29	27	32
Résultat net part du groupe	22	30	24	21	28	25	31
Dette nette	169	157	226	267	280		
Total bilan	862	893	1011	1056	1103		

Source : communiqués financiers de la CPCU. L'EBITDA⁵¹ correspond approximativement à l'excédent brut d'exploitation

⁴⁸ 10 % du mix énergétique en 2012.

⁴⁹ Revenu global = Valeur ajoutée + Subventions d'exploitation + Charges à répartir + Autres produits d'exploitation – Autres charges d'exploitation + Opérations hors exploitation.

⁵⁰ Les IFRS sont depuis 2005 le référentiel comptable applicable aux sociétés cotées sur un marché européen.

⁵¹ EBITDA : Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization, soit le bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement.

Ces données peuvent être comparées avec celles de l'ensemble du groupe Engie⁵² et avec l'agrégation des comptes de 17 énergéticiens européens effectuée chaque année par le cabinet Watt's Next Conseil⁵³.

En 2016, l'EBITDA⁵⁴ représente 21 % du chiffre d'affaires consolidé, contre 16 % pour le groupe Engie et 16 % pour le panel du baromètre européen.

Le résultat opérationnel courant, après dotations et amortissements, s'établit à 12 % du chiffre d'affaires (9 % pour le groupe Engie). Le résultat part du groupe s'établit à 6 % du chiffre d'affaires (3 % pour le résultat net⁵⁵ d'Engie).

La dette nette représente 2,8 années d'EBITDA (2,3 années pour Engie et 2,6 années pour le panel du baromètre européen).

La capitalisation⁵⁶ boursière s'établit autour de 172 M€ pour des capitaux propres de 306 M€. Elle représente 1,8 année de l'EBITDA 2016 (contre 3 années pour Engie).

Le cours de l'action de la CPCU s'établissait fin décembre 2017 autour de 100 € soit un rendement de 3,5 % en retrait de celui du groupe. Au 31 décembre 2016 le bénéfice par action s'établit à 15,96 € et le price earning ratio (PER)⁵⁷ s'établissait autour de six années de bénéfice par action.

4.3 Un dialogue de gestion structuré par les attentes des marchés

Deux agrégats financiers organisent le dialogue de gestion conduit par la CPCU avec son actionnaire majoritaire, le groupe Engie. Ces agrégats, dont la définition n'est pas totalement normalisée, participent communément de la communication des sociétés cotées sur les marchés financiers.

Il s'agit, d'une part, d'un ratio de rentabilité économique dénommé « retour sur capital investi », communément désigné par son acronyme anglo-saxon ROCE⁵⁸. Cet agrégat rapporte le résultat d'exploitation après impôt à l'actif économique⁵⁹ mobilisé pour l'obtenir.

Il s'agit, d'autre part, d'un ratio de capacité de remboursement qui rapporte la dette nette à l'excédent brut d'exploitation.

4.3.1 L'exigence d'une rentabilité économique plus ambitieuse

Aux termes de l'analyse financière traditionnelle⁶⁰, la rentabilité d'une société s'analyse comme la combinaison d'un taux de profitabilité et d'un taux de rotation de l'actif avec la relation suivante : $R/K = R/CA * CA/K$ dans laquelle R désigne un agrégat de résultat, CA, le chiffre d'affaires et K, l'actif économique ou capital d'exploitation.

Le rapport Résultat /Chiffre d'affaires (R/CA) définit le taux de profitabilité d'exploitation⁶¹. Le rapport Chiffre d'affaire/Capital (CA/K) désigne la rotation de l'actif économique⁶² plus souvent connu par son ratio inverse K/CA qui décrit l'intensité capitalistique du système. Cette diversité des combinaisons est appréhendée par les marchés financiers comme l'illustre le tableau de l'annexe n° 3.

⁵² <https://www.engie.com/journalistes/communiqués-de-presse/resultats-2016/>.

⁵³ <http://wattsnext.fr/wp-content/uploads/2017/10/3%C3%A8me-barom%C3%A8tre-Watts-Next-Conseil-sept2017.pdf>.

⁵⁴ L'EBITDA est un indicateur financier américain qui correspond approximativement à un EBE français.

⁵⁵ Récurrent.

⁵⁶ Le capital est constitué de 1 725 320 actions nominatives de 16 euros chacune.

⁵⁷ Price earning Ratio qui rapporte le cours de bourse au bénéfice par action.

⁵⁸ Return on capital employed.

⁵⁹ Valeur nette comptable des immobilisations, augmentée du besoin en fonds de roulement.

⁶⁰ Pierre Vernimmen, Finance d'Entreprise 2009, p. 307 « le diagnostic financier ».

⁶¹ Avec pour R le résultat d'exploitation (EBIT) ou le résultat net d'exploitation (NOPAT ou « Net Operating Profit After Tax » qui applique au résultat d'exploitation un taux normatif d'impôt.

⁶² RAE ou ATO en anglais : Asset Turnover Ratio.

Une rentabilité économique « normale » peut donc résulter d'une forte intensité capitaliste⁶³ compensée par un taux de profitabilité élevé, ou d'un faible taux de profitabilité associé à la mobilisation d'un faible capital.

Les indicateurs de mesure du résultat d'exploitation⁶⁴ et de l'actif économique⁶⁵ ne sont pas normalisés. De même l'indicateur de rentabilité peut être établi avant ou après impôt.

Pour l'Insee, la rentabilité économique se mesure en rapportant l'EBE à la somme des immobilisations brutes corporelles et incorporelles et du besoin en fonds de roulement. La somme au dénominateur est appelée « actif économique » ou « capital économique » ou « capital d'exploitation ». Il s'agit donc d'une rentabilité avant impôt. Dans son étude annuelle des « Entreprises en France⁶⁶ » cette rentabilité s'établit en moyenne en 2015 à 8 % pour l'ensemble des entreprises, à 7,2 % pour l'ensemble des industries et à 5 % pour les industries de l'électricité et du gaz. Pour la CPCU ce taux s'établit à 5,3 % en 2015 et à 7 % en 2016 comme l'illustre le tableau de l'annexe n° 4.

La Banque de France retient, quant à elle, l'excédent net d'exploitation⁶⁷ (ENE) pour déterminer la rentabilité économique, celle-ci étant toujours calculée avant impôt. Elle atteint 5,2 % en 2016, son niveau le plus élevé depuis 2011. Si elle est supérieure à son niveau de 2015, elle reste néanmoins inférieure à son niveau d'avant crise (7,5 % en moyenne sur la période 2004-2007). Pour la CPCU la rentabilité économique ainsi calculé s'établit en moyenne à 5,6 % entre 2012 et 2016.

Dans son dialogue de gestion avec le groupe Engie, la CPCU retient un résultat d'exploitation dénommé résultat opérationnel courant.

Après application d'un taux d'impôt normatif, l'agrégat obtenu est désigné sous l'acronyme anglo-saxon de NOPAT⁶⁸. Il s'agit du résultat net d'exploitation qui représente les recettes dégagées par les activités d'exploitation de l'entreprise diminuées des impôts afférents. Rapporté à un actif économique défini comme la valeur nette comptable⁶⁹ des immobilisations, cet agrégat permet le calcul d'un taux de rentabilité économique net après impôt (ROCE).

Comme pour beaucoup d'autres groupes internationaux, ce ratio de rentabilité économique net après impôt structure la communication financière du groupe et une partie de la rémunération de ses dirigeants.

Ainsi, en juin 2016, la directrice générale d'Engie indiquait-elle que « le groupe allait investir dans des activités qu'il maîtrise très bien et qui lui permettent déjà de créer de la valeur, à commencer par la production d'électricité à partir des énergies renouvelables ou de centrales à gaz. Ces technologies ont déjà dégagé un ROCE (retour sur capital employé) de 10 % en 2015, contre 6 % en moyenne pour le groupe. Nous avons aussi prévu d'investir 6 milliards dans les grands réseaux de gaz et d'électricité qui offrent un ROCE de 7 %. Enfin, un troisième axe vise les « solutions clients », une formule que nous préférons à celle de « services » et dont le ROCE, le plus élevé du groupe, se situe à 11 %. »

Longtemps compris entre 2,5 % et 3,5 %, le ratio de rentabilité économique net après impôt de la CPCU a augmenté significativement à partir de 2010 pour s'établir depuis autour de 5 %. Comme mentionné plus haut, ce ratio est par définition le produit du taux de profitabilité, qui rapporte le résultat au chiffre d'affaires, et du taux de rotation de l'actif qui rapporte le chiffre d'affaires à l'actif économique. Dès lors que l'actif économique augmente, il s'agit donc d'augmenter le chiffre d'affaires et/ou d'augmenter le résultat.

⁶³ Et donc un faible taux de son ratio inverse, la rotation de l'actif

⁶⁴ Pour le résultat il peut s'agir ainsi, selon les cas, de l'EBE, de l'excédent net d'exploitation après dotation et provision ou du résultat d'exploitation.

⁶⁵ Il peut s'agir de la valeur brute ou nette des immobilisations incorporelles et corporelles à laquelle est ajouté le besoin en fonds de roulement.

⁶⁶ Les entreprises en France, Insee.

⁶⁷ Rapporté à la somme de la valeur brute des immobilisations d'exploitation et du BFR d'exploitation.

⁶⁸ Net Operating Profit After Tax.

⁶⁹ Y compris amortissements de caducité.

Pour la CPCU et son actionnaire majoritaire, Engie, le ratio de rentabilité économique net après impôt doit être, a minima, supérieur à un coût moyen pondéré du capital évalué à 6 % (après impôt) pour créer de la valeur. Cette évaluation procède de sources diverses dont le tarif régulé d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE⁷⁰). La rentabilité des actifs retenue pour son calcul s'établit ainsi⁷¹ à 7,25% avant impôt pour l'établissement du TURPE 4.

Le niveau de 5 % demeure donc inférieur aux objectifs de rentabilité du groupe.

4.3.2 La maîtrise de l'endettement

Le ratio de capacité de remboursement est le second ratio qui organise le dialogue de gestion de la société avec son actionnaire majoritaire.

Depuis 2012 l'important effort d'investissement⁷² de la société s'est accompagné d'un doublement de l'encours de sa dette nette de 146 M€ à 281 M€⁷³ dans ses comptes sociaux. Après avoir augmenté jusqu'à 3,7 ans, le ratio de sa capacité de remboursement s'établit désormais à 2,8 ans en 2016 comme l'illustre le tableau de l'annexe n° 5.

Ce ratio, tout en étant important, demeure raisonnable. De surcroît la société, dont la politique de distribution est prudente, dispose d'importants capitaux propres. Son taux d'endettement net, qui rapporte sa dette nette à ses capitaux propres est de 46 % en 2017, bien en dessous du seuil normatif de 100 %.

5 L'ECONOMIE DE LA CONCESSION PARISIENNE

5.1 Des contributions au résultat inégales pour les deux branches de distribution

La chambre a retraité les tableaux de gestion de la CPCU en supprimant la marge interne de la branche Approvisionnement. Dès lors seules les deux branches de distribution, soit donc pour la concession parisienne et la distribution à l'extérieur de Paris, contribuent au résultat opérationnel de la société.

Dans ce retraitement, la branche Approvisionnement n'est plus qu'un centre de coût dont les flux sont répartis entre ces deux centres de profit.

Les clés de répartition des coûts retenues par la CPCU n'ont pas été modifiées⁷⁴. Dans cette analyse la branche Approvisionnement « facture » donc à son prix coûtant aux deux branches de distribution la vapeur qu'elle produit où qu'elle achète. Sa marge interne, qui pouvait certaines années représenter la totalité de la marge de la CPCU, (64 % du résultat opérationnel courant en 2012), est répartie dans les deux branches de distribution en proportion des quantités livrées.

L'impact de la suppression de la marge interne de la branche Approvisionnement sur le résultat d'exploitation de la concession est précisé dans le tableau ci-dessous :

⁷⁰ Les tarifs TURPE 4 ont été mis en consultation publique par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), à l'été 2013, pour une application dès 2014. Les tarifs Turpe 5 ont été mis en consultation publique par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) lors du second semestre 2015 pour une entrée en vigueur à partir du 1^{er} août 2017

⁷¹ Avant application d'un taux normatif d'impôt de 38%

⁷² Le taux d'investissement qui rapporte les investissements corporels à la valeur ajoutée s'établit en moyenne à 66 % depuis 2012.

⁷³ Dans ses comptes sociaux. De 169 M€ à 280 M€ dans ses comptes consolidés.

⁷⁴ Les coûts variables proviennent exclusivement de l'activité de production. Les coûts fixes proviennent des activités de la branche production et des deux branches de distribution. Selon leur nature, ils font l'objet soit d'une imputation directe à une branche déterminée, soit, comme les charges de personnel où les frais généraux d'une répartition entre plusieurs branches au moyen d'une clé de répartition.

Tableau n° 5 : Effet de la suppression de la marge interne sur la répartition du résultat opérationnel courant de la CPCU

Année	ROC avec prix de cession interne			ROC sans prix de cession interne		
	DSP Paris	Approvisionnement et autre distribution	Total	DSP Paris	Approvisionnement et autre distribution	Total
2000	3 484	4 689	8 173	8 307	-134	8 173
2001	382	11 022	11 404	11 116	288	11 404
2002	5 670	9 359	15 029	12 777	2 252	15 029
2003	1 595	10 187	11 782	10 666	1 116	11 782
2004	5 081	9 846	14 927	14 082	845	14 927
2005	1 841	16 150	17 991	14 789	3 202	17 991
2006	8 245	6 750	14 995	14 078	917	14 995
2007	3 212	12 763	15 975	20 337	-4 362	15 975
2008	7 381	12 040	19 421	19 411	10	19 421
2009	10 466	8 068	18 534	13 229	5 305	18 534
2010	8 227	37 615	45 842	43 294	2 548	45 842
2011	-1 817	35 186	33 369	36 382	-3 013	33 369
2012	24 132	26 227	50 359	52 249	-1 890	50 359
2013	31 912	22 981	54 893	52 670	2 223	54 893
2014	18 424	36 885	55 309	39 745	15 564	55 309
2015	48 529	16 579	65 108	62 110	2 998	65 108
2016	28 312	40 121	68 433	57 220	11 213	68 433

Source : CRC après retraitement des tableaux de bord de la CPCU

Le tableau ci-dessus présente de façon agrégée les résultats d'exploitation des branches « Approvisionnement » et « Distribution hors Paris ».

La branche Distribution hors Paris agrège elle-même des flux d'opérations très différentes qui augmentent le caractère erratique de son résultat opérationnel courant et rendent difficiles les comparaisons avec celui de la concession.

En effet, au-delà du raccordement d'immeubles en dehors de Paris à des conditions générales de ventes analogues aux conditions parisiennes⁷⁵, la distribution hors Paris regroupe des contrats de fourniture d'énergie en gros, à titre permanent ou à titre d'appoint-secours, au bénéfice de huit délégataires de service public de communes de la première couronne qui en assurent ensuite la distribution.

Ces fournitures d'énergie en gros s'accompagnent d'une tarification spécifique.

En effet, à la différence des ventes de la concession de Paris qui intègrent des parts « Approvisionnement », « transport » et « distribution », les ventes en gros sur les communes de la première couronne n'intègrent que les parts « approvisionnement » et « transport ». Les délégataires ajoutent ensuite dans leur prix de vente une part « distribution ».

Par ailleurs, la société a précisé, dans sa réponse, qu'en dehors du dernier contrat signé sur Clichy avec CEVE, les prix de vente des contrats signés avec les délégataires des communes de première couronne ont été établis sans tenir compte des surcoûts (investissements et hausse du prix d'achat de la matière) associés au verdissement de la chaleur, avec une formule d'indexation qui ne tient compte que des seules évolutions du prix des énergies fossiles.

Par rapport à la concession parisienne, le prix de vente R1 moyen par tonne vapeur est donc significativement inférieur (de 30 % en 2016).

⁷⁵ Ce mode de fourniture concerne 180 clients répartis sur 10 communes : Saint-Ouen, Issy-Les Moulineaux, Le Kremlin-Bicêtre, Boulogne Billancourt, Charenton le Pont, Ivry-Sur-Seine, Îles-Saint-Denis, Gentilly, Gennevilliers.

La CPCU a précisé que lors de l'établissement de nouveaux contrats, les prix de vente au niveau des communes de première couronne sont établis en cohérence avec ceux de la concession parisienne.

Une fois ces prix de vente définis, l'évolution suit une formule d'indexation fonction essentiellement des indices fossiles, contrairement à la concession pour laquelle seul le tarif maximum autorisé suit une formule d'indexation.

Ainsi la baisse importante du prix des énergies fossiles depuis 2014 a eu un impact à la baisse sur l'évolution du prix de vente pour les communes de première couronne. Toutefois, la hausse des indices fossiles à court et moyen terme en comparaison avec un gel des tarifs sur la concession parisienne - *a minima* jusque fin 2019 – devrait conduire progressivement à inverser l'évolution constatée sur les dernières années.

Ainsi, sur le long terme, les évolutions du prix de vente sont similaires entre le périmètre de la concession de Paris et les ventes en gros aux communes de la première couronne.

Au-delà des recettes R1 et des recettes R2 d'abonnement, la branche de distribution hors Paris dispose également de recettes complémentaires qui lui sont propres.

Il s'agit notamment des participations versées par les aménageurs et de prestations effectuées par la CPCU au bénéfice des usagers parisiens qui ne sont pas incluses dans le périmètre de la concession.

Les participations versées par les aménageurs pour réaliser les ouvrages nécessaires à la desserte d'un éco-quartier ou d'une zone d'aménagement concertée (Zac) ne sont pas réparties sur la durée d'amortissement des ouvrages réalisés. Elles peuvent donc, comme en 2014, exercer un impact significatif sur le résultat du compte d'exploitation de la branche. La répartition de ces autres recettes pour les exercices 2012 à 2015 figure en annexe n° 6. Leur versement explique l'important résultat observé en 2014.

Les prestations au bénéfice des usagers parisiens, non incluses dans le périmètre de la concession, viennent s'imputer sur la branche hors concession. En effet, la prestation de service concédée par la Ville à la société concerne uniquement la livraison de chaleur sous forme de vapeur ou d'eau chaude en pied d'immeuble⁷⁶, c'est-à-dire jusqu'à la vanne de branchement⁷⁷ de l'immeuble.

Lorsque la prestation exécutée ne dépasse pas le périmètre de la prestation ainsi concédée, le contrat commercialisé est dénommé « contrat de fourniture d'énergie »⁷⁸.

La CPCU peut néanmoins proposer à l'utilisateur de la concession un contrat au périmètre plus étendu dénommé vente de chaleur⁷⁹ lorsque la CPCU est propriétaire du poste de livraison situé en aval du poste de branchement.

Sur les 5 481 postes de livraisons de vapeur parisiens, 419 sont ainsi propriété de la CPCU. La part fixe de la facture comporte alors une partie dite « privative » en complément de l'abonnement de l'utilisateur. Cette partie fixe privative n'est pas comptabilisée dans les recettes de la branche parisienne de la distribution mais dans la branche hors Paris. Elle n'affecte donc pas l'économie de la concession.

En 2015, les 15,3 M€ de recettes d'abonnements de la distribution hors concession incluaient ainsi 8,5 M€ de partie fixe privative perçue des usagers parisiens et non parisiens.

⁷⁶ Article 25 de la convention.

⁷⁷ Le branchement a pour objet l'amenée de la chaleur depuis les canalisations de distributions situées sous la voie publique jusqu'aux vannes d'entrée d'immeuble.

⁷⁸ Tarifs 100, 110 pour la vapeur et 200, 210 pour le réseau eau chaude.

⁷⁹ Tarifs 231, 232 pour la vapeur et 334 pour le réseau eau chaude.

5.2 Un résultat en croissance de la concession parisienne

Alors que les prestations délivrées par la branche hors concession sont très hétérogènes, celles délivrées par la branche concession parisienne sont particulièrement homogènes.

Le résultat opérationnel par tonne vapeur vendue est en légère croissance sur la période. Cette augmentation fait suite à une première augmentation intervenue entre 2009 et 2010. Le résultat opérationnel courant unitaire par tonne de vapeur vendue avait alors triplé de 2 €/TV à 6 €/TV.

La CPCU observe, dans sa réponse, qu'étant une société capitalistique, ses résultats, et donc son résultat opérationnel, s'apprécie au regard des importants investissements réalisés. Parmi eux figurent notamment une nouvelle plateforme logistique à Saint-Ouen permettant d'atteindre les 50 % d'Énergies Renouvelables et de Récupération et la conversion des chaufferies fioul au gaz et au biocombustible liquide.

L'intérêt d'un réseau de chaleur suppose que les avantages économiques et/ou environnementaux attendus de son approvisionnement centralisé dépassent les coûts de développement et de maintenance de sa distribution décentralisée.

L'analyse du résultat opérationnel de la concession peut ainsi distinguer l'évolution des coûts d'approvisionnement de la chaleur de ses coûts de distribution.

Le coût d'approvisionnement en chaleur supporté par la CPCU comprend pour 70 % une part variable et pour 30 % une part fixe (ou non proportionnelle aux consommations des abonnés). Le coût de distribution ne comprend qu'une partie fixe.

Entre 2012 et 2016, les coûts variables d'approvisionnement, principalement constitués de coûts de combustibles, ont augmenté de 35 %.

Les évolutions concomitantes de la partie variable du tarif à l'utilisateur, dit terme R1, proportionnel à sa consommation, ont néanmoins permis de préserver, voire même d'améliorer, la marge sur coût variable. Ainsi en 2016 l'augmentation de 14 % du chiffre d'affaires unitaire moyen de la partie variable s'est accompagnée de celle de 11 % de la marge unitaire sur coût variable.

L'amélioration de cette marge a permis de couvrir les coûts fixes d'approvisionnement qui ont également connu une augmentation, non linéaire, de 11 % entre 2012 et 2016. En effet l'abonnement facturé à l'utilisateur ne couvre que les seuls coûts fixes de distribution et il incombe donc à la marge sur les coûts variables de couvrir les coûts fixes d'approvisionnement, avant de dégager un résultat.

L'exercice 2016 illustre ce phénomène. Les coûts fixes d'approvisionnement et de distribution ont respectivement augmenté de 11 % et de 40 %⁸⁰. Cependant, cette augmentation n'a pas pénalisé le résultat économique de la concession (et de la société), car elle a été compensée par l'augmentation de la marge sur coût variable de 26 %.

Le résultat opérationnel de la concession est demeuré ainsi préservé, sauf en 2014, lorsque la très faible rigueur climatique a conduit à une diminution de la marge totale sur coût variable de 13 %.

En demandant à la CPCU de contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air et de verdir son « mix énergétique », la Ville de Paris a demandé des évolutions sur les outils de production et donc sur un périmètre qui va au-delà de la seule distribution de la chaleur.

L'analyse des coûts variables d'approvisionnement, des coûts fixes d'approvisionnement et de distribution, et des recettes tarifaires permet une appréciation plus précise.

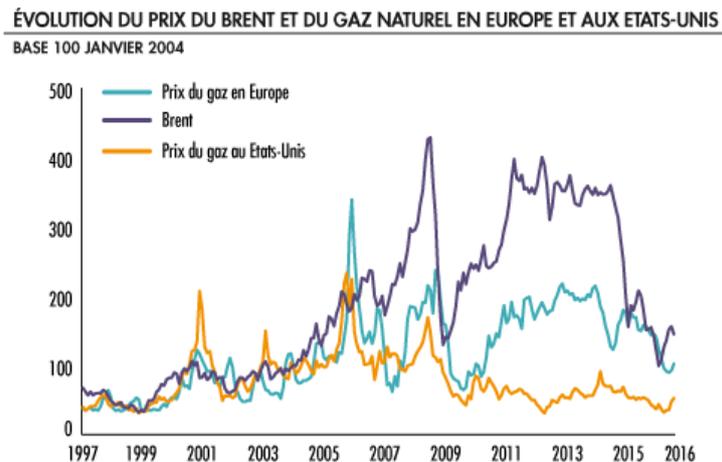
⁸⁰ En raison des provisions pour la distribution.

5.3 Des coûts variables d’approvisionnement affectés par un triple choc

5.3.1 Les principaux déterminants du coût variable

Le coût variable d’approvisionnement en chaleur est principalement constitué par celui des énergies primaires dont les prix s’inscrivent dans des marchés particulièrement fluctuants comme l’illustre le graphique ci-dessous d’évolution des prix du pétrole et du gaz entre 1997 et 2016.

Graphique n° 1 : Évolution des prix du Brent et du gaz naturel en Europe



Source : *lafinancepourtous.com* d’après la Banque Mondiale

Le choix des énergies constitutives du « mix de l’approvisionnement » vise alors à optimiser le rapport entre le coût du bouquet et sa contribution à la préservation de l’environnement, au regard d’objectifs nationaux et locaux.

Le coût prend en compte l’effet des incitations financières, notamment fiscales, à réduire l’émission de gaz à effets de serre, sur le tarif TTC facturé à l’usager.

L’étendue des combinaisons envisageables dépend des caractéristiques des unités de production des fournisseurs de chaleur. Elle dépend également des caractéristiques de la chaleur produite.

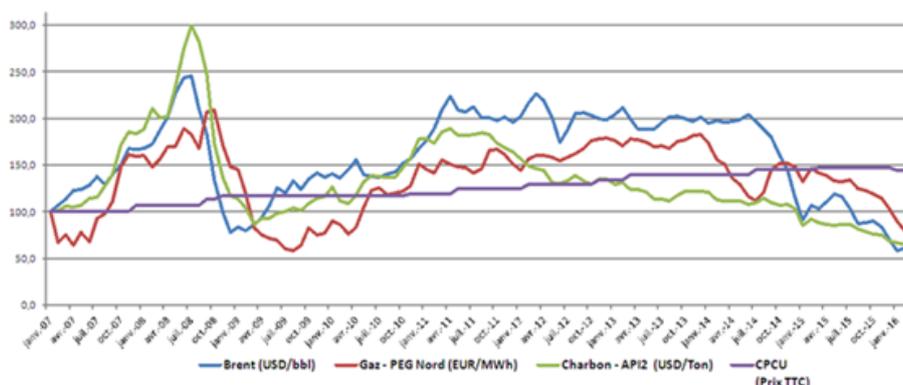
À la différence de l’eau, la vapeur d’eau dispose d’une faible inertie thermique qui oblige à solliciter concomitamment des unités de production de chaleur différentes afin de garantir l’équilibre géographique de l’approvisionnement du réseau.

L’aléa climatique s’ajoute à ces contraintes. Selon la variation de la demande, qui a diminué, par exemple, de plus de 25 % entre 2013 et 2014, les diverses unités sont sollicitées plus ou moins intensément, compte tenu de leurs coûts respectifs et de l’implantation géographique des différentes centrales de production.

Il s’agit enfin de préserver une relative stabilité des prix, la composition du mix énergétique ayant vocation à jouer un rôle d’amortisseur par des stratégies de couverture sur les prix des combustibles et sur les quotas de CO₂.

En effet selon le concessionnaire, la majorité de ses clients (2/3 relève du logement social, du logement privé et des bâtiments publics) recherchent d’abord la stabilité de leurs charges.

En accord avec le concédant, la CPCU a donc mis en œuvre une politique de gel des prix des combustibles et de ses tarifs jusqu’en 2019.

Graphique n° 2 : Évolution comparée des prix des énergie (base 100 en 2007)

Source : CPCU

Entre 2012 et 2016, la conjugaison de l'interruption des contrats d'obligation d'achat d'électricité cogénérée, de la renégociation du contrat d'approvisionnement par le Sycotm et du verdissement du mix énergétique ont conduit à une augmentation de 35 % du coût variable de production, net des reventes de l'électricité produite par la cogénération.

5.3.2 L'échéance des contrats de vente d'électricité

Entre 2012 et 2013, l'échéance des contrats d'obligation d'achat par EDF, conclus pour 12 ans en 2001, qui visait à promouvoir la production, à partir du gaz, d'électricité issue de la cogénération, s'est accompagnée d'une augmentation du coût de production variable⁸¹. Intervenue en cours d'exercice, l'échéance de ces contrats a produit ses effets sur 2 ans.

Entre 2012 et 2013 le coût d'approvisionnement variable (net) a augmenté de 25 %. La perte de recette de 27 M€ n'a pas été compensée par l'évolution du cours des énergies primaires dont le prix du mix a augmenté au contraire.

De surcroît le prix unitaire d'achat auprès de Coge Vitry⁸², titulaire d'un second contrat d'obligation d'achat au bénéfice d'une seconde unité de cogénération externalisée, a augmenté de 38 % entre 2012 et 2014 dont 21 % entre 2012 et 2013

En 2014 le coût variable net s'est stabilisé malgré la poursuite de la perte de recette électrique, de 27 M€ et l'augmentation du coût de la vapeur acquise à Coge Vitry. En effet, ces effets défavorables ont été compensés par la diminution du prix des énergies primaires due à l'augmentation, de 39 % à 49 %, de la part du Sycotm dans le bouquet énergétique, dans un contexte de très faible rigueur climatique.

Cette stabilisation s'est poursuivie en 2015, la diminution du prix du gaz et la reprise des ventes d'électricité issue des nouveaux dispositifs de soutien publics venant compenser les effets de la rigueur climatique (moindre part de la vapeur du Sycotm) sur le coût unitaire du bouquet énergétique.

Cette stabilisation est intervenue alors que les effets positifs de la diminution du prix du gaz avaient été partiellement amputés par la prise en charge sur le seul exercice 2015, du débouclage anticipé de couvertures des prix du gaz, devenues sans intérêt compte tenu de l'évolution des cours.

En ce qui concerne les allocations de quotas de GES⁸³, elles étaient, jusqu'en 2012, comptabilisées en immobilisations incorporelles.

⁸¹ Net des ventes d'électricité de la vapeur.

⁸² SNC détenue à 50 % par CPCU et à 50 % par une autre société du groupe Engie.

⁸³ Gaz à effet de serre

Depuis le 1^{er} janvier 2013 et conformément aux nouvelles règles établies par l'autorité des normes comptables (ANC), les quotas sont considérés du point de vue comptable comme une matière première de nature administrative et ils répondent à la définition comptable des stocks.

Les quotas gratuits issus du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre (PNAQ3), pour la période 2013-2020 sont en très forte diminution.

Cette baisse d'allocation ne permet plus de couvrir les émissions de CO2 produites par CPCU et Cogé Vitry au titre de leur activité comme l'illustre l'évolution du compte « Autres prestations ».

5.3.3 La révision du contrat avec le Sycotom et le verdissement du bouquet énergétique

En 2016 deux nouveaux événements ont conduit à une augmentation de 12 % du coût variable net unitaire d'approvisionnement.

D'une part la signature en décembre 2015 de l'avenant n° 7 au contrat avec le Sycotom a conduit à une augmentation de 40 % (de 12 €/TV à 16 €/TV) du prix de la vapeur fournie, même si le prix est demeuré néanmoins particulièrement compétitif. Cette renégociation s'est accompagnée d'un engagement du Sycotom de garantir un volume de vapeur livrée de 3 600 000 tonnes de vapeur (TV) en 2016 et 2017, puis de 3 450 000 TV de 2018 à 2024.

Par ailleurs l'augmentation de la proportion des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) de 8 % dans le bouquet énergétique, pour dépasser le seuil de 50 % et faire bénéficier l'abonné d'une TVA à taux réduit sur la fourniture de chaleur, a été réalisée à un coût moyen de 50 € par tonne de vapeur (TV).

L'essentiel de cette augmentation s'est faite par recours à du biocombustible solide sous forme de granulés de bois (pellets). La rigueur climatique a conduit à compléter cet apport par du biocombustible liquide, particulièrement onéreux.

Le projet de substitution de pellets à une partie du charbon consommée par l'unité Saint-Ouen 2, engagé en 2014, a requis un important investissement de 75 M€ pour la construction d'une nouvelle plate-forme ferroviaire et de nouveaux dispositifs de stockage.

Suite à l'appel d'offres pour des achats de granulés de bois en septembre 2014, la CPCU a signé, afin de sécuriser ses approvisionnements, un contrat d'approvisionnement de cinq ans auprès d'un trader et logisticien, démarrant à la saison de chauffe 2015/2016.

La CPCU a comptabilisé une indemnité provisionnelle à ce titre de 5,6 M€ en juin 2016.

Des négociations ont été engagées pour finaliser le montant de la pénalité à verser ou pour allonger la durée du contrat d'une année supplémentaire. Les négociations portent également sur le prix d'achat et l'origine de la ressource.

La couverture du risque de change devra donc être adaptée aux solutions identifiées. La production française de granulés noirs (black pellets⁸⁴) susceptible de répondre aux besoins de la CPCU est actuellement inexistante.

La capacité de la CPCU à s'approvisionner en biocombustible à un prix compétitif constitue un enjeu déterminant. En effet, le franchissement du seuil de 50 % devrait permettre de faire bénéficier les usagers de la concession d'une économie de TVA de 43 M€, soit l'équivalent du résultat net de la société en 2016 (40 M€).

Cependant, dans un contexte de baisse des prix des énergies carbonées supportée par le développement du gaz de schiste, la compétitivité du bouquet énergétique ainsi redéfini pourrait se trouver affectée par une fiscalité énergétique insuffisamment adaptée (*cf. infra*).

⁸⁴ Le black pellet, actuellement produit aux États Unis, possède des caractéristiques similaires à celles du charbon et nécessite donc très peu de modifications dans les systèmes de combustion actuels équipant les chaufferies au charbon.

5.3.4 Le renchérissement des déperditions thermiques

La quantité de vapeur effectivement vendue par les deux branches de distribution diffère de la vapeur qui leur est livrée par la branche Approvisionnement, mesurée « sortie centrale thermique de production ».

Les déperditions thermiques sont liées à la longueur du réseau de la CPCU et au choix de la vapeur comme fluide.

Compte tenu de la taille du réseau parisien (> 500 kilomètres), l'utilisation de la vapeur (235°C, 20 bars) est la seule solution technique pour un transport de grandes quantités d'énergies avec un faible encombrement sur une très grande distance.

Toutefois, dans le cadre de nouveaux projets de développement, notamment dans des zones d'aménagement concerté (Zac), le réseau de chaleur parisien privilégie le développement des boucles d'eau chaude (avec une alimentation en eau chaude de l'écoquartier).

Si le taux de pertes thermique apparaît globalement stable, son coût augmente de 18 M€ à 28 M€ entre 2012 et 2016 avec l'augmentation du coût variable d'approvisionnement en chaleur.

5.4 Des coûts fixes fluctuants qui accompagnent l'augmentation des capitaux mobilisés

L'efficacité des installations de production suppose qu'elles aient un dimensionnement adapté à l'inertie thermique du réseau de distribution et à la demande des usagers affectée par les aléas climatiques. Le coût de distribution dépend quant à lui de la longueur du réseau, de sa densité, des déperditions thermiques et des contraintes techniques de son fonctionnement.

En 2016, les frais fixes d'approvisionnement et de distribution de la concession s'établissaient à 151 M€. Ils ont été en moyenne depuis 2012 de 21,5 €/tonne de vapeur⁸⁵ soit 31 €/MWh.

S'ils ont presque doublé en valeur depuis 10 ans, leur croissance reste inférieure à celle de l'actif brut de la CPCU, qui, lui, a été multiplié par 2,5.

Les principaux éléments constitutifs des frais fixes sont les charges d'amortissement et d'entretien des actifs⁸⁶ (50 % du total en 2016), puis, parmi les charges opérationnelles, les frais de personnel (20 %) et les autres frais opérationnels (15 %), et enfin les frais de structure (10 %).

Les dotations et reprises de provisions, notamment sur retour d'eau, constituent la principale cause de variation des frais fixes.

5.4.1 Des charges de personnel tributaires de l'héritage du statut des industries électriques et gazières

Les charges de personnel sont réparties entre l'activité de production et l'activité de distribution au moyen d'une clé de répartition, qui est établie à partir du nombre d'agents affectés en partie ou en totalité à l'une ou l'autre des activités en fonction de la nature du poste occupé.

La méthode retenue ne prend donc pas en compte le coût salarial associé à chaque agent ainsi affecté. En 2016 la répartition s'effectuait ainsi par moitié entre la production et la distribution. En 2016 l'effectif de la société s'établissait à 579 agents dont 138 cadres, 367 agents de maîtrise et 74 agents d'exécution.

⁸⁵ 1 TV = 0,70 MWh.

⁸⁶ Y compris les dotations et reprises de provisions.

En vertu du traité de concession, le personnel de la CPCU bénéficie de la plupart des dispositions du statut des industries électriques et gazières, notamment le régime de retraite des industries électriques et gazières.

Toutefois, à la différence du personnel des infrastructures gazières ou nucléaires, le personnel de la CPCU n'est pas à ce jour susceptible de faire l'objet d'un maintien en poste dans le cadre d'un dispositif de requièrément, au titre de la continuité du service public.

Suite à la réforme du financement du régime des industries électriques et gazières prévue par la loi n° 2004-803 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières promulguée le 9 août 2004, l'adossement du régime spécial de retraites des industries électriques et gazières aux régimes de retraite de droit commun (régime de base et régime complémentaire) s'est accompagné de diverses mesures d'ajustement.

Les agents en retraite de CPCU bénéficient du tarif privilégié pour le gaz et l'électricité, auquel ils accèdent s'ils ont effectué 15 ans de service. Les salariés de CPCU en activité bénéficient d'une prime au titre de l'avantage énergie.

Pour les salariés en fonction, les charges correspondantes font l'objet d'une provision dans les comptes consolidés de la CPCU établis selon les normes IFRS. Pour les anciens salariés, elles sont comptabilisées en factures non parvenues puis soldées à réception des factures d'EDF.

La CPCU s'acquitte du règlement des factures des fournisseurs d'énergie à ses anciens salariés. Pour l'essentiel, ce sont des factures d'EDF. Elles se sont élevées à 550 000 € en 2017. En 2012, la difficulté à recenser les retraités bénéficiaires de certains avantages en nature avait rendu sans objet d'éventuelles refacturations par EDF de charges liées aux exercices antérieurs à 2008.

La provision au titre des engagements pour retraite et avantages en nature s'établissait à 179 M€ en 2016 dans les comptes consolidés de la CPCU.

Depuis 2012 cette provision a augmenté de 32 % en raison principalement de la réévaluation des avantages en nature sensibles aux évolutions du taux d'actualisation. Le tableau ci-dessous restitue cette évolution.

Tableau n° 6 : Évolution de la provision pour engagements pour retraite

	Prov Retraite CNEG	Avantages en natures	Autres	Total	Prestations payées
2008	51 843	13 118	6 096	71 057	2 170
2009	55 550	21 496	6 358	83 404	2 153
2010	65 616	33 880	10 798	110 294	4 407
2011	70 279	38 634	11 876	120 789	4 295
2012	80 021	40 853	13 274	134 148	5 067
2013	71 796	40 321	12 352	124 469	5 057
2014	90 453	61 423	14 834	166 710	5 498
2015	85 549	62 168	14 707	162 424	6 085
2016	92 908	70 031	15 921	178 860	6 949

Source : CRC à partir des comptes annuels consolidés de la CPCU

Aux termes de l'ancien article R. 144-7 du CGCT : Le rapport du délégataire mentionné à l'article L. 1411-3 comprend : « ...Les engagements à incidences financières, y compris en matière de personnel, liés à la délégation de service public et nécessaires à la continuité du service public. ». Ces dispositions ont été reprises par l'ordonnance 2016-65 du 29 janvier 2016 et par son décret d'application 2016-86 du 1^{er} février 2016.

Si ces engagements figurent bien dans les comptes sociaux de la CPCU au titre des engagements hors bilan, leur mention devrait également figurer dans le rapport annuel du délégataire, comme y est d'ailleurs favorable la Ville de Paris.

À l'échéance de la concession, tout ou partie de ces engagements a, en effet, vocation à être repris par le concédant ou le nouveau délégataire.

Recommandation n° 5 : Préciser le coût estimé des engagements de retraite dans le rapport annuel du délégataire.

5.4.2 Des autres charges opérationnelles amenées à poursuivre leur hausse

En 2016, l'apparente diminution de 3 M€ a été due à la comptabilisation d'un produit de 7,2 M€ dont 3,5 M€ au titre de de l'indemnisation versée à la CPCU par les sociétés Catema Ginger et GTA suite à une condamnation en première instance⁸⁷, et 3,6 M€ au titre de l'indemnité perçue de la Ville de Paris au titre des travaux de dévoiement du Feeder Nord-est dans le cadre de la prolongation du tramway T3 dans les 17^{ème} et 18^{ème} arrondissements (la charge associée est comptabilisée en résultat exceptionnel).

Depuis 2015, les autres frais opérationnels ont augmenté en raison principalement des charges liées aux certificats d'économie d'énergie (CEE) et aux charges nettes de participation au raccordement des clients au réseau.

Suite aux dernières évolutions réglementaires⁸⁸, les charges liées aux CEE qui s'établissaient à 0,6 M€ en 2014, et à 2,8 M€ en 2016, devraient dépasser 6,3 M€ à partir de 2018, selon l'évaluation du nouveau rapport d'audit technique et environnemental en cours de finalisation.

5.4.3 La mobilisation onéreuse d'une importante capacité de production

Le tableau ci-dessous précise l'évolution des amortissements et des charges d'entretien des unités de production entre 2012 et 2016.

Tableau n° 7 : Évolution des charges d'amortissement et d'entretien des unités de production

Production (en M€)					
	Actif brut	Amort	Entretien Prov	Total	% actif brut
2000	392	7	9	16	4%
2012	375	16	24	40	11%
2013	384	11	28	39	10%
2014	445	12	21	33	7%
2015	508	12	28	40	8%
2016	556	14	29	43	8%

Source : CRC à partir des tableaux de bord de la CPCU

Entre 2009 à 2012 la durée d'amortissement de l'unité de cogénération de Saint-Ouen, initialement de 20 ans, avait été ajustée sur l'échéance (2013) du contrat d'obligation d'achat d'électricité.

Au 31 décembre 2016, les charges d'amortissement, d'entretien et de provision des infrastructures de production s'établissaient autour de 8 % de l'actif brut de production (contre 4 % en 2000), soit environ 40 M€ par an dont 88 % (35 M€) imputées à la concession parisienne.

Entre 2017 et 2024, date d'échéance de la concession, le rapport du délégataire de l'exercice 2016 prévoyait, en sus des dotations annuelles aux amortissements, 30 M€ de charges d'entretien par an. S'y ajoutait environ 12 M€ par an d'investissement de renouvellement des installations. Le total des dépenses de maintenance et de renouvellement des unités de production s'établissait donc autour de 42 M€ par an, soit 7 €/MWh.

Malgré la contribution du Sycotom à plus de 40 % de la chaleur produite, la CPCU doit mobiliser, en propre, d'importants moyens de production. Cette situation s'explique notamment par les puissances appelées par les clients du réseau de chaleur pendant la saison de chauffe et par

⁸⁷ Il a été interjeté appel du jugement.

⁸⁸ Décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014 relatif aux obligations de la troisième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie et le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 modifiant les dispositions de la partie réglementaire du code de l'énergie relatives aux certificats d'économies d'énergie.

les contraintes de fonctionnement due à la distribution de vapeur d'eau dans le réseau, plutôt que d'eau chaude.

À la différence de l'eau, la vapeur d'eau dispose d'une faible inertie thermique. Cela oblige à solliciter concomitamment des unités de production différentes afin de garantir l'équilibre géographique de l'approvisionnement du réseau. Les déperditions thermiques sont ainsi limitées et le temps de réponse aux sollicitations des clients est amélioré.

Par ailleurs le réseau de distribution présente un faible taux de retour d'eau. Cela oblige la production à collecter, traiter et réchauffer d'importantes quantités d'eau de la Seine en substitution des condensats perdus dans les fuites sur le réseau et du fait de la non restitution des condensats par les clients.

Dans son rapport du 29 mars 2006 sur les réseaux de chaleur⁸⁹, le Conseil général des Mines observait : « *qu'il faut une source de chaleur de base et une ou des chaudières d'appoint... La première peut fonctionner 2 500 heures, la seconde quelques centaines d'heures... Une chaudière au bois tournant plus de 5 000 heures est très performante. Un tel fonctionnement est possible dans des zones d'activité ou, en chauffage urbain, si l'on chauffe, l'été, des piscines, des hôpitaux, des entreprises ou encore pour faire du froid. Une « durée » de 2 500 heures est courante. On voit certains projets de réseaux où la « durée » de fonctionnement est inférieure à 2 000 heures ; alors la capacité de la chaudière est sans doute excessive et les coûts s'en ressentent durement.* »

La CPCU observe, dans sa réponse, que cette approche n'est pas adaptée à son activité. La société doit assurer une production de chaleur pour l'eau chaude sanitaire. Par ailleurs, il est impossible d'arrêter le réseau plusieurs semaines puis de le redémarrer à nouveau (problème de moyen et de durée de remise en vapeur).

Le rapport du délégataire pour l'exercice 2016 précise les puissances thermiques et la quantité d'énergie livrée par chaque unité de production.

Tableau n° 8 :

	Puissance thermique en MW	Nbre de Chaudières ou fours	Energie livrée au réseau en GWH (1)	% du total de l'énergie livrée	Durée fonct à pleine puissance en heures (1)
Unités de la CPCU					
Bercy	495	4	209	3%	422
Ivry	371	3	111	2%	299
Grenelle	548	5	217	3%	396
Vaugirard	371	3	227	3%	612
Kremin Bicetre	17	1	1	0%	59
St Ouen 1	280	2	304	4%	1086
St Ouen 2	495	2	1469	22%	2968
St Ouen 3	326	1	435	6%	1334
Sout total	2903	21	2973	44%	1024
Unités de la SNC Cogé Vitry					
Vitry	350	1	900	13%	2571
Unités du Sycdom					
Ivry	146	2	899	13%	6158
St Ouen	146	3	1258	19%	8616
Isseane	105	2	737	11%	7019
Sout Total	397	7	2894	43%	7290
TOTAL GENERAL	3650	29	6767	100%	1854
(1) Calcul CRC Ile-de-France					

⁸⁹ Rapport relatif à la stratégie à adopter en matière de développement des réseaux de chaleur en France, publié par le Conseil général des Mines en 2006, sur demande du ministre de l'Industrie.

La puissance thermique indique la quantité maximale d'énergie que l'unité pourrait livrer si elle fonctionnait à pleine puissance⁹⁰.

Sans ignorer la dimension simplificatrice de son approche, la chambre observe néanmoins que l'unité de Bercy, en fonctionnant à pleine puissance, pourrait ainsi livrer 495 MW par heure.

L'énergie qu'elle livre équivaut donc à un fonctionnement équivalent à pleine puissance de 422 heures⁹¹ au regard d'un nombre total d'heures disponibles pour une année de 8 760 heures

En 2012, un rapport d'un cabinet d'expertise avait déjà observé l'existence de ces importantes capacités de production au regard de l'énergie livrée en prenant en compte une journée particulièrement froide, le 8 février 2012 date à laquelle la température extérieure s'établissait à - 4°C avec un pic à - 6,6°C.

Aux termes de l'article 33 bis de la convention, la puissance souscrite par l'abonné est la puissance calorifique maximale que le concessionnaire est tenu de mettre à disposition à la vanne de branchement pour une température extérieure de référence fixée à - 5°C mesurée à la station météorologique de Paris Montsouris.

Le rapport d'expertise observait que « Les usines du Syctom ont assuré une production normale (510 t/h en moyenne) le 8 février. Avec une puissance de 3 545 t/h disponible coté CPCU, le débit record de 3 130 t/h paraît faible au regard de la puissance globale disponible de 4 055 t/h au même moment. Il restait donc 925 t/h de disponible sur l'ensemble du parc CPCU. La surpuissance globale de production de chaleur s'élève alors à 30 % (13 % sans le Syctom). »

La société observe néanmoins, dans sa réponse, que dans le cadre de l'audit technique et environnemental à réaliser tous les 5 ans, le rapport de 2012 du cabinet d'expertise a été mis à jour en 2017. Les données mentionnées ont été actualisées, la « surpuissance » s'établissant désormais à 21 %. (9 % sans le Syctom). Au regard du débit maximal de 3 310 t/h observé le 7 février 1991, les marges de manœuvre seraient alors respectivement de 16 % avec le Syctom, et 4 % sans le Syctom. La société précise, par ailleurs, que « ces chiffres, s'ils sont cohérents au regard des capacités de production dans leur ensemble, ne reflètent pas complètement la marge de sécurité réelle. En effet, pour une période de froid aux alentours de -8°C, c'est tous les sites de production qui seraient engagés, limitant la capacité à combler une défaillance d'un outil de production.

Le rapport établi en 2012 observait également que certaines centrales se sont trouvées en manque d'eau, ce qui avait contraint la CPCU à réduire leur production. Le taux de restitution s'élevait à 49 % et plusieurs installations de traitement d'eau étaient indisponibles dans la matinée. La présence de volumes de stockage d'eau permet temporairement de maintenir la fourniture de vapeur pendant ces périodes durant lesquelles la consommation d'eau traitée dépasse les capacités de production. L'amélioration du taux de retour d'eau et de l'augmentation des capacités de stockage et de traitement d'eau constituaient dans ce cadre deux voies d'amélioration.

À cet égard la CPCU précise qu'elle a donc renforcé le plan quadriennal de renouvellement du réseau de retour d'eau, ajouté un traitement d'eau à l'unité de Vaugirard et a renforcé celui de l'unité de Bercy

Le rapport concluait que « La surpuissance des installations de production de chaleur CPCU + Syctom lors de cette période était évaluée à 30 % (17 % hors Syctom) et offre une marge de sécurité suffisante. D'une manière générale, la surpuissance globale des installations

⁹⁰ Comme l'observe la société, la puissance thermique maximale de chaque unité tient compte également du dimensionnement de la canalisation (par exemple en sortie de Saint Ouen et de la liaison Ivry-Vitry), des pertes en ligne et du rendement du réseau. Ainsi, la puissance totale disponible n'est pas la somme des puissances thermiques de chaque unité.

⁹¹ 209 000 MWh/495.

de production de chaleur était estimée à 20 % (5 % hors Syctom), dans le cas d'un épisode de froid long à - 5°C de moyenne ».

La CPCU observe néanmoins que pour des températures inférieures à - 5 degrés et en tenant compte d'une très bonne disponibilité des outils de production et des arrêts programmés du Syctom en hiver, les outils de production de la CPCU (en excluant la cogénération de Vitry) seraient dans l'incapacité de répondre à la totalité de la demande de chaleur des abonnés.

Par ailleurs, à partir de - 8 degrés, au-delà d'une pleine production du Syctom et de l'usine de Vitry, tous les sites de production de CPCU deviennent nécessaires pour permettre d'alimenter l'ensemble des abonnés de la concession parisienne, limitant la capacité à combler une défaillance d'un outil de production.

Enfin la CPCU souligne l'intensité de certains épisodes climatiques même si ceux-ci demeurent ponctuels.

5.4.4 Des coûts fixes de production alourdis par des exigences environnementales croissantes

Sans que la puissance thermique disponible augmente, le parc de production de la CPCU a fait l'objet d'investissements importants au cours des dernières années. La valeur brute des immobilisations de production a ainsi augmenté entre 2012 et 2016 de 48 %, de 375 M€ à 556 M€.

Depuis 2012, comme indiqué précédemment, le projet d'investissement « Grandes installations de combustion », d'une valeur de 100 M€⁹², a ainsi organisé la mise aux normes environnementales de ses cinq centrales fioul⁹³, par passage au gaz ou au biocombustible liquide. Le coût du projet de co-combustion de granulés de bois avec du charbon dans les chaudières de Saint-Ouen 2 pour permettre le verdissement du mix énergétique s'est établi quant à lui à 75 M€.

Globalement la CPCU observe que depuis 2000, près de 50 % des investissements du réseau de chaleur de CPCU, surtout liés aux objectifs environnementaux, n'ont pas généré pas de chiffre d'affaires supplémentaire.

5.4.5 Des coûts fixes de distribution liés au renouvellement et à l'expansion du réseau

En ce qui concerne la distribution, le tableau ci-dessous souligne l'évolution des charges d'amortissement et d'entretien du réseau de distribution depuis 2012. Il ne reprend donc pas les dépenses annuelles d'investissements de renouvellement.

Tableau n° 9 :

Distribution (en M€)					
	Actif brut	Amort	Entretien Prov	Total	% actif brut
2000	179	8	5	13	7%
2012	536	12	20	32	6%
2013	555	13	6	19	3%
2014	570	15	15	30	5%
2015	619	16	-5	11	2%
2016	638	19	20	39	6%

Entre 2012 et 2016, la valeur brute du réseau concédé a augmenté de 20 %, de 536 M€ à 638 M€. Les investissements ont concerné à la fois le développement du réseau et son renouvellement.

⁹² Dont 24 M€ en 2014, 32 M€ en 2015 et 23 M€ en 2016.

⁹³ Bercy, Grenelle, Kremlin-Bicêtre, Vaugirard et Ivry.

La mise en service en juin 2012 de la canalisation structurante (feeder) T3, pour un investissement de 116 M€, devait permettre d'irriguer l'est parisien et d'alimenter des boucles d'eau chaude dans les nouveaux quartiers. Cet investissement ne s'est toutefois accompagné que progressivement d'une augmentation des volumes distribués.

Pour la période de 2017 à 2024, le rapport du délégataire, établi pour l'exercice 2016, prévoyait 14 M€ de charges d'entretien et 20 M€ par an de dépenses d'investissements de renouvellement pour le réseau de distribution soit un total de 34 M€ de dépenses de gros entretien renouvellement (environ 8 € par MWh vendu), en sus des dotations annuelles aux amortissements.

Le choix de la vapeur comme fluide caloporteur principal pose en effet la question de la récupération ou non des condensats.

Ces derniers se forment avec les déperditions thermiques lors du transport au long du réseau ou lors de la cession de chaleur chez les clients. Dans le cas du réseau parisien, il a été décidé à l'origine de récupérer ces condensats ; cette décision a été maintenue pour la quasi-totalité des développements ultérieurs.

En conséquence, comme déjà indiqué, le réseau se compose d'une canalisation aller vapeur, et d'une canalisation retour d'eau (de condensats). Seule une trentaine de kilomètres ne sont plus équipés de retour d'eau depuis les années 70 suite à un phénomène de corrosion de la canalisation « sous calorifuge ».

Aux termes des articles 21 et 43 du traité de concession, la CPCU a l'obligation d'entretenir le réseau de distribution et de le restituer en état normal de fonctionnement à la Ville de Paris.

Si le réseau de vapeur paraît en bon état, le réseau de retour d'eau a connu une nette dégradation jusqu'en 2015. Le taux de retour d'eau est passé de 60 % en 1995 à 34 % en 2014 pour remonter ensuite à 36 % en 2015, 38% en 2016 et 44% en 2017.

Le réseau de retour d'eau de la CPCU n'est pas, en théorie, nécessaire à la fourniture d'énergie primaire à ses clients. Le réseau vapeur seul est suffisant, à l'image du réseau de chauffage urbain de New York qui fonctionne sans retour.

La CPCU précise, dans sa réponse, que la question de son maintien a fait l'objet d'une étude en 2012. Celle-ci a conclu à l'impossibilité d'abandonner le retour d'eau compte tenu des inconvénients majeurs que cela impliquerait, notamment la non récupération des purges du réseau, l'envoi massif d'eau dans les égouts à une température élevée et les coûts de production très importants d'eau neuve.

La récupération de l'eau chaude de retour (70°C en moyenne) constitue donc un enjeu économique (coût de l'eau et de la chaleur), écologique (efficacité énergétique, bilan de production de gaz à effet de serre) et réglementaire (respect de la loi sur l'eau et notamment obligation de rejets < 30°C dans les réseaux d'assainissement) important.

Le surcoût annuel total de la collecte d'eau dans la Seine et de son traitement est estimé à 20 M€. La moitié de ce surcoût pourrait être évitée par une fiabilisation accrue du réseau de retour d'eau.

La société a mis en œuvre des programmes de maintenance préventive et elle procède à des maintenances curatives afin d'améliorer le retour d'eau.

5.4.6 Un préfinancement perfectible du renouvellement des retours d'eau par les provisions

Les importantes fluctuations observées des charges d'entretien et de provision sont dues notamment à l'absence d'adossement à des charges, des reprises de provisions constituées au titre de la maintenance pour retour d'eau.

Ces provisions visent à financer la réparation et le renouvellement du réseau de retour d'eau, dont la remise en état avant restitution constitue un enjeu majeur pour l'économie de la concession. Elles sont de deux natures différentes selon qu'elles visent à financer la maintenance préventive (provisions pour charge de renouvellement) ou la maintenance curative (provisions pour risques de réparation sur retour d'eau).

En effet, les maintenances préventive et curative sont en théorie sans lien. La première, qui s'accompagne d'un remplacement d'une partie des actifs immobilisés intervient dans le cadre d'une programmation préalablement établie. La seconde, qui intervient une fois une fuite détectée s'accompagne de simple travaux de réparation (dits de « rustinage ») non constitutifs d'investissements.

La maintenance préventive vise à fiabiliser par inspection et, si nécessaire, par renouvellement, les tronçons anciens les plus sollicités. Elle est précédée par la dotation, au cours d'exercices antérieurs, d'une provision pour charges de renouvellement. Les zones multi-sinistrées et couvrant entre 50% et 60% des retours d'eau sont ainsi fiabilisées en premier lieu dans les plans quadriennaux.

La CPCU a d'abord mis en œuvre successivement un plan de maintenance d'une partie du réseau définie comme structurante. Incomplètement réalisé, ce plan a été remplacé en 2014 par un plan quadriennal (2014-2017) de maintenance d'une partie du réseau définie comme prioritaire, qui recouvrait partiellement la partie structurante.

Si le premier plan s'accompagnait d'un renouvellement systématique des tronçons fiabilisés, le second a vocation à ce que soient effectués chaque année deux tiers d'inspection sans remplacement (6 km de linéaire) et un tiers de remplacement (3 km). L'objectif est ainsi de fiabiliser 38 kilomètres des 176 kilomètres du réseau prioritaire en quatre ans. En 2015 et 2016, les objectifs ont été dépassés.

Financièrement, le préfinancement par des provisions pour risques de réparation de ces travaux de rustinage, a, à ce jour, constitué la charge d'autofinancement la plus importante avec un encours de 60 M€ au bilan à la fin de l'exercice 2016.

Le tableau ci-dessous restitue les mouvements respectifs des provisions pour risques et pour charge de renouvellement sur retours d'eau.

Tableau n° 10 : Évolution des provisions pour risques et pour charges de renouvellement sur retour d'eau

Année	Prov pour risque (pour réparation) sur retours d'eau					Prov pour charges sur retours d'eau					Total DOT/REP
	SI	DOT	REP	DOT/ REP	SF	SI	DOT	REP	DOT/ REP	SF	
2000						0	0	0	0	0	0
2001						0	24 931	0	24 931	24 931	24 931
2002						24 931	0	-446	-446	24 485	-446
2003						24 845	6 138	-1 613	4 525	29 370	4 525
2004						29 370	11 508	-1 799	9 709	39 079	9 709
2005	39 079	26 990	-5 938	21 052	60 131				0		21 052
2006	60 131	14 691	-12 858	1 833	61 964	0	0	0	0	0	1 833
2007	61 965	19 117	-18 756	361	62 316	0	0	0	0	0	361
2008	62 316	29 966	-12 811	17 155	79 471	0	0	0	0	0	17 155
2009	79 471	11 182	-6 675	4 507	83 978	0	17 677	0	17 677	17 677	22 184
2010	83 978	9 876	-8 844	1 032	85 010	17 677	13 772	-3 596	10 176	27 853	11 208
2011	85 010	1 984	-9 669	-7 685	77 325	27 853	12 760	-860	11 900	39 753	4 215
2012	77 325	7 473	-7 038	435	77 760	39 753	796	-11 101	-10 305	29 448	-9 870
2013	77 760	4 213	-6 878	-2 665	75 095	29 448	2	-1 181	-1 179	28 269	-3 844
2014	75 095	1 729	-11 266	-9 537	65 558	28 269	19 281	-11 439	7 842	36 111	-1 695
2015	65 558	15 927	-14 641	1 286	66 844	36 111	15 837	-36 111	-20 274	15 837	-18 988
2016	66 844	1 912	-4 770	-2 858	63 987	15 837	39	-5 079	-5 040	10 797	-7 898

Source : CRC à partir des rapports annuels du délégataire

Après avoir engagé une importante politique de dotation aux provisions jusqu'en 2011⁹⁴, facilitée par l'importance des recettes de vente d'électricité, les mouvements comptabilisés depuis 2012 ont conduit à une reprise nette de 42 M€, dont 18 M€ pour la seule année 2015. Au 31 décembre 2016, le solde de ces provisions pour risques et charges s'établissait à 74 M€.

5.5 Un dynamisme tarifaire au soutien de la rentabilité

5.5.1 Une tarification dynamique à la structure atypique

L'évolution annuelle des abonnements R2 et des termes R1 des principaux tarifs (90 % du CA de la concession et 95 % des clients) est précisée dans les tableaux ci-dessous.

Tableau n° 11 : Évolution des tarifs R1 et R2 de la concession depuis 2012

Tarif	Réseau	Nbre clients	CA total HT 2016	Unité	Abonnement R2															
					nov.-08	nov.-10	mai-11	févr.-12	nov.-12	Variation N-1-N	mars-13	Variation N-1-N	juil.-14	Variation N-1-N	mars-15	Variation N-1-N	janv.-16	Variation N-1-N	Var 2012-2016	Var 2010-2016
T100	Vapeur	1542	149380	€ HT/KW	25,9	26,4	27,2	27,75	28,4	4,4%	29,05	2,3%	30,3	4,3%	31,6	4,3%	33	4,4%	16,2%	25,0%
T110	Vapeur	1953	80952	€ HT/KW	20,15	20,55	21,2	21,65	22,15	4,5%	22,65	2,3%	23,6	4,2%	24,61	4,3%	25,7	4,4%	16,0%	25,1%
T200	Vapeur	991	73891	€ HT/KW	25,9	26,4	27,2	27,75	28,4	4,4%	29,05	2,3%	30,3	4,3%	31,6	4,3%	33	4,4%	16,2%	25,0%
T210	Vapeur	335	16401	€ HT/KW	20,15	20,55	21,2	21,65	22,15	4,5%	22,65	2,3%	23,6	4,2%	24,61	4,3%	25,7	4,4%	16,0%	25,1%
T231	Vapeur	160	18632	€ HT/KW	25,9	26,4	27,2	27,75	28,4	4,4%	29,05	2,3%	30,3	4,3%	31,6	4,3%	33	4,4%	16,2%	25,0%
T232	Vapeur	64	2129	€ HT/KW	25,9	26,4	27,2	27,75	28,4	4,4%	29,05	2,3%	30,3	4,3%	31,6	4,3%	33	4,4%	16,2%	25,0%
T300	Eau chaude	185	12679	€ HT/KW	30,05	26,4	27,2	27,75	28,4	4,4%	29,05	2,3%	30,3	4,3%	31,6	4,3%	33	4,4%	16,2%	25,0%
T310	Eau chaude	16	970	€ HT/KW	23,75	20,55	21,2	21,65	22,15	4,5%	22,65	2,3%	23,6	4,2%	24,61	4,3%	25,7	4,4%	16,0%	25,1%
T334	Eau chaude	66	6414	€ HT/KW	30,05	26,4	27,2	27,75	28,4	4,4%	29,05	2,3%	30,3	4,3%	31,6	4,3%	33	4,4%	16,2%	25,0%
Total		5312	361448																	
Total Concession		5597	393623																	
Total CPCU		5790	426236																	

Tarif	Réseau	Nbre clients	CA total HT 2016	Unité	Terme variable R1 hiver															
					nov.-08	nov.-10	mai-11	févr.-12	nov.-12	Variation N-1-N	mars-13	Variation N-1-N	juil.-14	Variation N-1-N	mars-15	Variation N-1-N	janv.-16	Variation N-1-N	Var 2012-2016	Var 2010-2016
T100	Vapeur	1542	149380	€ HT /TV	32,65	33,3	35	36,35	37,9	8,3%	39,5	4,2%	41,05	3,9%	41,05	0,0%	45,4	10,6%	19,8%	36,3%
T110	Vapeur	1953	80952	€ HT /TV	36,85	37,6	39,5	41,05	42,8	8,4%	44,6	4,2%	46,35	3,9%	46,35	0,0%	51,2	10,5%	19,6%	36,2%
T200	Vapeur	991	73891	€ HT /MWh	49,3	50,3	52,85	54,9	57,25	8,3%	59,65	4,2%	61,95	3,9%	61,95	0,0%	68,5	10,6%	19,7%	36,2%
T210	Vapeur	335	16401	€ HT /MWh	55,65	56,75	59,6	61,95	64,9	8,9%	67,3	3,7%	69,9	3,9%	69,9	0,0%	77,2	10,4%	19,0%	36,0%
T231	Vapeur	160	18632	€ HT /MWh	49,3	50,3	52,85	54,9	57,25	8,3%	59,65	4,2%	62	3,9%	61,95	-0,1%	68,5	10,6%	19,7%	36,2%
T232	Vapeur	64	2129	€ HT /MWh	49,3	50,3	52,85	54,9	57,25	8,3%	59,65	4,2%	62	3,9%	61,95	-0,1%	68,5	10,6%	19,7%	36,2%
T300	Eau chaude	185	12679	€ HT /MWh	49,3	50,3	52,85	54,9	57,25	8,3%	59,65	4,2%	61,95	3,9%	61,95	0,0%	68,5	10,6%	19,7%	36,2%
T310	Eau chaude	16	970	€ HT /MWh	55,65	56,75	59,6	61,95	64,9	8,9%	67,3	3,7%	69,9	3,9%	69,9	0,0%	77,2	10,4%	19,0%	36,0%
T334	Eau chaude	66	6414	€ HT /MWh	49,3	50,3	52,85	54,9	57,25	8,3%	59,65	4,2%	61,95	3,9%	61,95	0,0%	68,5	10,6%	19,7%	36,2%
Total		5312	361448																	
Total Concession		5597	393623																	
Total CPCU		5790	426236																	

Tarif	Réseau	Nbre clients	CA total HT 2016	Unité	Terme variable R1 été															
					nov.-08	nov.-10	mai-11	févr.-12	nov.-12	Variation N-1-N	mars-13	Variation N-1-N	juil.-14	Variation N-1-N	mars-15	Variation N-1-N	janv.-16	Variation N-1-N	Var 2012-2016	Var 2010-2016
T100	Vapeur	1542	149380	€ HT /TV	20,15	20,55	21,6	22,45	23,4	8,3%	24,35	4,1%	25,3	3,9%	25,3	0,0%	28,2	11,3%	20,3%	37,0%
T110	Vapeur	1953	80952	€ HT /TV	25,8	26,3	26,65	28,75	30	12,6%	31,25	4,2%	32,45	3,8%	32,45	0,0%	36	10,8%	19,8%	36,7%
T200	Vapeur	991	73891	€ HT /MWh	30,45	31	32,55	33,85	35,3	8,4%	36,75	4,1%	38,2	3,9%	38,2	0,0%	42,5	11,1%	20,3%	36,9%
T210	Vapeur	335	16401	€ HT /MWh	38,95	39,75	41,75	43,4	45,25	8,4%	47,15	4,2%	49	3,9%	49	0,0%	54,3	10,8%	20,0%	36,6%
T231	Vapeur	160	18632	€ HT /MWh	30,45	31	32,55	33,85	35,3	8,4%	36,75	4,1%	38,2	3,9%	38,2	0,0%	42,5	11,1%	20,3%	36,9%
T232	Vapeur	64	2129	€ HT /MWh	30,45	31	32,55	33,85	35,3	8,4%	36,75	4,1%	38,2	3,9%	38,2	0,0%	42,5	11,1%	20,3%	36,9%
T300	Eau chaude	185	12679	€ HT /MWh	30,45	31	32,55	33,85	35,3	8,4%	36,75	4,1%	38,2	3,9%	38,2	0,0%	42,5	11,1%	20,3%	36,9%
T310	Eau chaude	16	970	€ HT /MWh	38,95	39,75	41,75	43,4	45,25	8,4%	47,15	4,2%	49	3,9%	49	0,0%	54,3	10,8%	20,0%	36,6%
T334	Eau chaude	66	6414	€ HT /MWh	30,45	31	32,55	33,85	35,3	8,4%	36,75	4,1%	38,2	3,9%	38,2	0,0%	42,5	11,1%	20,3%	36,9%
Total		5312	361448																	
Total Concession		5597	393623																	
Total CPCU		5790	426236																	

Source : Rapports annuels du délégataire

Entre 2012 et 2016 les principaux tarifs hors taxes de l'abonnement R2, établi en fonction de la puissance souscrite, et du terme R1 établi en fonction de la consommation, ont augmenté respectivement de 16 % et de 20 %.

⁹⁴ 80 M€ de dotations nettes entre 2005 et 2011.

Ces augmentations se sont accompagnées de celles des chiffres d'affaires correspondants. Le chiffre d'affaire R2 a ainsi augmenté de 70 M€ à 89 M€ (27 %) et le chiffre d'affaires R1 de 239 M€ à 290 M€ (+ 21 %)⁹⁵. En moyenne la part du chiffre d'affaires de l'abonnement a représenté 25 % de la facturation totale

Cette proportion est très inférieure à celle observée en moyenne pour les réseaux de chaleur, qui est plus proche de 40 % selon l'étude annuelle d'Amorce de décembre 2016. De fait, comme exposé *infra*, le mode de facturation interne retenu pour la refacturation à la concession de distribution du coût d'approvisionnement en chaleur augmente significativement la part des charges variables dans le compte d'exploitation de la concession.

Cette structure tarifaire permet de mieux valoriser les économies d'énergies, une baisse de la consommation liée à un hiver doux, ou une baisse ponctuelle du prix des énergies.

En revanche elle rend l'utilisateur plus vulnérable à une hausse de ce prix ou aux fluctuations du prix des énergies.

5.5.2 Un dynamisme tarifaire qui préserve la rentabilité d'un modèle économique évolutif

Entre 2012 et 2016 le résultat opérationnel courant de la CPCU dans son ensemble a augmenté de 51 M€ à 69 M€. L'excédent brut d'exploitation de la société, rapporté à la valeur brute des immobilisations s'établit toujours en moyenne entre 6 % et 7 %. Après impôt normatif, le résultat opérationnel courant s'établit à 5 %.

Neutralisé des effets du prix de cession interne, le résultat opérationnel courant de la concession a, quant à lui, augmenté de 52 M€ à 57 M€ (+ 10 %)

C'est ainsi le dynamisme tarifaire de la concession parisienne, constitutive de l'essentiel du chiffre d'affaires de la société, qui a assuré la stabilité de la rentabilité économique de la CPCU, alors que la valeur brute de l'actif immobilisé de la société a augmenté sur la même période de 1 115 M€ à 1 420 M€ (+ 27 %).

Reposant pendant longtemps exclusivement sur la vapeur produite par l'incinération des ordures ménagères du Sycatom, le taux d'énergie récupérable et renouvelable (EnR&R) dans le bouquet énergétique a dépassé 50 % en 2016 suite à la mise en œuvre du système de co-cobustion de granulés de bois avec le charbon dans l'unité de Saint-Ouen 2, pour un coût estimé à 75 M€.

Tableau n° 12 : Évolution du mix énergétique de la CPCU

Année	Sycatom	Gaz	Charbon	Fuel	ENR
2012	42%	29%	19%	10%	
2013	39%	25%	24%	12%	
2014	49%	17%	29%	6%	
2015	47%	27%	20%	7%	
2016	42%	34%	16%	0%	8%

Source : données CPCU

⁹⁵ Le prix retenu pour 2012 étant celui de novembre, en augmentation de 8,3 % par rapport à 2011, l'essentiel du chiffre d'affaires de 2012 a été effectué à un tarif inférieur. La variation calculée à partir des chiffres d'affaires est donc supérieur à celle issue de la comparaison des tarifs.

5.5.3 Un verdissement à plus de 50 % du « mix énergétique » présenté comme neutre sur le plan tarifaire

Dans le prolongement de la directive n° 2006/18/CE du Conseil du 14 février 2006 autorisant désormais l'application du taux réduit de la TVA (de 5,5 %) au chauffage urbain, l'article 76 de la loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 portant engagement national pour le logement soumet au taux de TVA réduit l'abonnement relatif aux livraisons d'énergie calorifique distribuée par réseaux, ainsi que la fourniture de chaleur distribuée par ces réseaux lorsqu'elle est produite au moins à 60 % à partir d'énergies renouvelables (EnR&R).

Cette mesure s'applique aux abonnements et fournitures mentionnés sur les factures émises à compter du 16 juillet 2006. En 2009 le taux requis de 60 % a été ramené à 50 % (article 278-0 bis du CGI, B).

Lors du franchissement de ce seuil, l'usager devait donc pouvoir bénéficier d'une diminution de sa facture TTC de 9,3 %⁹⁶, toutes choses égales par ailleurs, comme le précise le tableau ci-dessous.

Tableau n° 13 : Impact d'une diminution du taux de TVA du R1 à 5,5 % sur la facture R1+R2 TTC

Impact d'une diminution du taux de TVA sur la facture TTC (toutes choses égales par ailleurs)													
	R1 HT		R2 HT		R1+R2 HT		R1 TTC		R2 TTC		R1+R2 TTC		Evol R1+R2 TTC
	% Var R1	R1 €	% Var R2	R2 €	R1+R2 €	Var €	TVA R1	R1 TTC	TVA R2	R2 TTC	R1+R2 TTC	Var €	
Situation initiale		75		25	100		20%	90	5,5%	26,375	116,4		
Situation après chgt taux TVA	0%	75	0%	25	100	0	5,50%	79,1	5,50%	26,4	105,5	105,5	-9,3%

Source : CRC

Les augmentations de tarif HT intervenues en 2016 (+ 10,6 % sur le tarif R1 et + 4,4 % sur le tarif R2⁹⁷) ont réduit cet avantage tarifaire sur la facture TTC à 1,1 %⁹⁸.

Tableau n° 14 : Impact de l'augmentation HT du R1 et du R2 en 2016 sur le tarif R1+R2 TTC

Impact TTC d'une augmentation de 10,6% sur R1 HT et de 4,4% sur le R2 HT													
	R1 HT		R2 HT		R1+R2 HT		R1 TTC		R2 TTC		R1+R2 TTC		Evol R1+R2 TTC
	% Var R1	R1 €	% Var R2	R2 €	R1+R2 €	Var €	TVA R1	R1 TTC	TVA R2	R2 TTC	R1+R2 TTC	Var €	
Situation initiale		75		25	100		20%	90	5,5%	26,375	116,4		
Situation après chgt taux TVA	10,6%	82,95	4,4%	26,1	109,05	9,05	5,50%	87,5	5,50%	27,5	115,0	115,05	-1,1%

Source : CRC

Pour la CPCU, la hausse de tarif HT sur le terme proportionnel du prix de vente (terme R1 incluant la contribution climat énergie) a été de 10,1% (et non 10,6%). En effet, à partir de 2016, la contribution climat énergie qui était initialement une composante additionnelle du tarif, a été intégrée dans le terme R1.

Plusieurs associations d'abonnés se sont interrogées sur la légitimité de tout ou partie de l'augmentation du tarif intervenue en 2016, compte tenu des engagements qui avaient accompagné la préparation du verdissement au-delà du seuil de 50 % du mix énergétique.

⁹⁶ Avec une diminution du taux de TVA de 20 % à 5,5 % sur le terme R1 de sa facture, et en retenant la proportion moyenne observée de 75 % de consommation d'énergie et de 25 % d'abonnement dans sa facture.

⁹⁷ Selon la grille tarifaire exposée ci-dessus pour le tarif T100.

⁹⁸ 2,2 % en moyenne de diminution observée de la facture TTC selon la CPCU.

5.5.4 La contestation par des usagers de l'évolution tarifaire de 2016

Plusieurs articles du contrat de concession organisent les effets du franchissement du seuil de 50 % du taux d'énergies renouvelables (ENR&R) dans le bouquet énergétique.

L'article 13 ter issu de l'article 9 de l'avenant n° 9 du 9 avril 2009 stipule que *« Le concessionnaire et la Ville de Paris ont pris connaissance des intentions du Gouvernement Français d'abaisser à 50 % la proportion minimale d'énergies renouvelables dans le panel d'énergie des réseaux de chauffage urbain permettant l'application de la TVA réduite sur l'ensemble de la fourniture. À ce jour, ce seuil n'est pas atteint. Le concessionnaire et la Ville de Paris vont continuer à travailler pour définir les moyens à mettre en œuvre pour dépasser le seuil de 50 % d'énergies renouvelables. Dès lors que le réseau de chaleur sera en passe d'être éligible, les parties se rapprocheront pour définir les conditions dans lesquelles seront affectées les ressources complémentaires dégagées par le dispositif fiscal. Elles pourront notamment être ventilées entre : le financement des surcoûts de distribution et de production à partir des énergies renouvelables, l'application d'une tarification TTC plus compétitive et plus favorable à l'utilisateur, une contribution au financement d'une politique incitative en faveur du développement durable. »*

Le nouvel article 13 bis introduit ensuite par l'avenant n° 10 du 25 juillet 2012 stipule : *« Répartition du gain fiscal lié à l'application de la TVA à taux réduit : Quand le seuil de 50 % d'énergies renouvelables et de récupération est atteint dans le bouquet énergétique du Concessionnaire, ce dernier s'engage à faire bénéficier l'utilisateur de 100 % du gain fiscal résultant de l'écart entre le taux de TVA en vigueur et le taux réduit de TVA défini par l'article 276 b decies du code général des Impôts en vigueur à la date de signature de l'avenant n° 10. »*

Le même avenant n° 10 organise dans un nouvel article 13 l'obligation, pour le calcul du tarif maximal autorisé de présenter le différentiel de prix de revient entre les nouvelles énergies renouvelables (ENR&R) introduites pour verdir le bouquet énergétique et celui des énergies fossiles auxquelles elles se substituent.

Dans ce cadre, la délibération 2013 DF 19 du 22 avril 2013 expose que la mise en service de l'installation de co-combustion de Saint-Ouen 2 prévue en 2015, avec l'atteinte du taux de 50 % d'énergies renouvelables (ENR&R) permettra d'appliquer un taux réduit de TVA à 5,5 % sur l'ensemble de la facture des usagers de la concession de Paris, ce qui neutralisera les effets du coût de ce projet pour l'utilisateur... *« La Ville et la CPCU ont convenu que la hausse des tarifs pour permettre le financement de la co-combustion serait lissée et limitée à 6 %. Dès lors, toutes choses égales par ailleurs, la baisse du taux de TVA dont bénéficieront les usagers (abaissement du taux de TVA sur la part consommations de 20 % à 5 % en application de l'article 68 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012) fera plus que compenser la hausse des tarifs HT induite par le projet de co-combustion. »*

Les termes de la délibération 2013 DF 19 pouvaient ainsi conduire à prévoir, toutes choses égales par ailleurs, une augmentation de 6 % du tarif R1 HT au titre du verdissement à plus de 50 % du mix énergétique.

La CPCU a indiqué, dans sa réponse, qu'à la demande de la ville de Paris, la hausse de tarif de 6 % liée à l'introduction du bois dans le mix énergétique de CPCU (pour l'atteinte des 50 % d'ENR&R et la baisse annuelle de 250 kt de CO₂) n'a pas été lissée et a été reportée à l'année du passage à la TVA à taux réduit. Ainsi, la Ville de Paris a demandé le report de la hausse de 6 % sur la seule année 2016, année où le taux de 50 % d'ENR&R a été franchi

L'effet sur la facture TTC de l'utilisateur aurait dû alors conduire à une diminution de 5,3 % (et non de 1,1 %).

Tableau n° 15 : Impact d'une augmentation HT de 6 % du tarif R1 sur le tarif R1+R2 TTC

Impact TTC d'une augmentation de 6% de la facture R1 HT													
	R1 HT		R2 HT		R1+R2 HT		R1 TTC		R2 TTC		R1+R2 TTC		Evol R1+R2 TTC
	% Var R1	R1 €	% Var R2	R2 €	R1+R2 €	Var €	TVA R1	R1 TTC	TVA R2	R2 TTC	R1+R2 TTC	Var €	
Situation initiale		75		25	100		20%	90	5,5%	26,375	116,4		
Situation après chgt taux TVA	6,0%	79,5	0,0%	25	104,5	4,5	5,50%	83,9	5,50%	26,4	110,2	110,25	-5,3%

Source : CRC

Lors de divers vœux présentés devant le Conseil de Paris au cours de l'année 2016, il a été demandé que la Maire de Paris intervienne auprès de la CPCU pour que la hausse tarifaire soit strictement limitée à 6 %, qu'elle engage la procédure prévue à l'article 54 de la convention portant règlement des litiges, et que le « trop perçu » soit remboursé.

La Ville avait alors précisé qu'à l'issue des négociations conduites fin 2015, il avait été arrêté une trajectoire qui montrait finalement une baisse moyenne de 2,1 % sur la facture TTC des clients qui ne récupèrent pas la TVA., soit encore 70 % du portefeuille clientèle.

En mai 2016, « *considérant que pour la Ville, en tant qu'autorité concédante et actionnaire, la stratégie de la CPCU doit avoir, pour points cardinaux, le verdissement du mix énergétique, la garantie du prix le plus bas pour les usagers et la préservation des fondamentaux financiers de la Société d'économie mixte* », le Conseil de Paris a adopté, sur proposition de l'exécutif, un vœu que les tarifs de la CPCU soient stables jusqu'en 2020.

5.5.5 Les précisions tarifaires apportées par la CPCU

L'article 13 bis introduit par l'avenant n° 10 du 25 juillet 2012, prévoyait une répercussion de 100 % du gain fiscal lié au verdissement du mix énergétique (soit une diminution du tarif de 9,3 %)

La CPCU précise, dans sa réponse, que des événements imprévisibles ont conduit à porter l'augmentation du tarif R1 HT de 6 % à 10,1 % et à augmenter le tarif R2 HT de 4,4 % soit une diminution globale de la facture TTC limitée, selon le calcul de la chambre, à 1,5 %.

Par exemple l'augmentation du prix de la chaleur du Sycotm, connue uniquement à la fin du mois de décembre 2015, a été supérieure à 40 %, avec un impact de 4,5 % sur le prix de vente des clients partiellement répercutés par le délégataire

Tableau n° 16 :

Impact TTC d'une augmentation de 10,1% du R1 HT et de 4,4% du R2 HT													
	R1 HT		R2 HT		R1+R2 HT		R1 TTC		R2 TTC		R1+R2 TTC		Evol R1+R2 TTC
	% Var R1	R1 €	% Var R2	R2 €	R1+R2 €	Var €	TVA R1	R1 TTC	TVA R2	R2 TTC	R1+R2 TTC	Var €	
Situation initiale		75		25	100		20%	90	5,5%	26,375	116,4		
Situation après chgt taux TVA	10,1%	82,575	4,4%	26,1	108,68	8,68	5,50%	87,1	5,50%	27,5	114,7	114,65	-1,5%

La société expose dans le tableau ci-dessous la nature de ces principaux événements.

Tableau n° 17 : Événements imprévisibles ayant affecté le prix de revient de la chaleur

	Terme R1 Consommations	Impact prix consolidé 75 % de R2 et 25 % de R2
Introduction du bois dans le mix énergétique de CPCU (atteinte des 50% d'EnR&R et baisse annuelle de 250 kt de CO ₂)	6,0%	4,5%
Intégration de la contribution Climat Energie (CCE) dans le R1	0,5%	0,4%
Hausse prix chaleur SYCTOM	2,0%	1,5%
Hausse prix de revient (fin de la subvention de la chaleur par les ventes d'électricité issue de la cogénération, impact de la baisse des énergies fossiles limitée par la politique de couverture de la CPCU)	1,6%	1,2%
R1 HT	10,1%	7,6%
	Terme R2 Abonnement	Impact prix consolidé
Programme d'investissement majeur de CPCU (Hors co-combustion)	2,40%	0,60%
Hausse prix chaleur SYCTOM	2,00%	0,50%
R2 HT	4,40%	1,10%
R1+R2 HT		8,7%
Impact baisse TVA sur R1		-10,8%
Évolution facture TTC		-2,1%

Source : CPCU

La chambre observe que la condition « *toutes choses égales par ailleurs* » ne figurait ni dans l'article 13 ter de la convention créée par l'avenant n° 9, ni dans la délibération portant approbation de l'avenant n° 10 et créant l'article 13 bis.

Cette condition n'a été explicitée qu'avec la délibération 2013 DF 19 du 22 avril 2013 portant approbation des conditions financières de l'intégration de la chaleur issue de la co-combustion à Saint-Ouen et formalisant l'engagement de limiter les effets tarifaires de cette intégration à une augmentation de 6 % du R1.

Pour la CPCU, « *il importe de souligner que les dispositions du seul article 13 bis du contrat de concession ne peuvent être prises isolément, la légalité du tarif devant être appréciée au regard de l'ensemble des stipulations tarifaires de la concession. Le tarif est un tout qui comprend l'ensemble des facteurs d'évolution du prix, que ce soit à la baisse (la TVA) mais aussi à la hausse (coût des énergies, investissements, etc.). Or ce sont précisément les efforts financiers consentis par la CPCU en faveur de la transition énergétique qui lui ont permis d'atteindre, dès 2016, le seuil de 50 % d'énergies renouvelables et de récupération dans son mix énergétique, permettant l'application d'une TVA à taux réduit de 5,5%. Et, conformément au contrat de concession, le gain fiscal induit par la baisse du taux de TVA sur les consommations d'énergie a été intégralement répercuté sur la facture de l'utilisateur. En effet, dans la droite ligne des principes dégagés par l'avenant n° 10, les tarifs sont la résultante tant des coûts supportés par CPCU que de l'optimisation fiscale générée. De la sorte, CPCU a limité l'augmentation du coût du service lié à l'effort de transition énergétique puisque l'utilisateur a, en moyenne, pu bénéficier au titre de l'année 2016 d'une baisse de tarif TTC d'environ 2 %, alors qu'il aurait dû subir une hausse tarifaire.* »

Le compte rendu du conseil d'administration de la société du 31 août 2017 mentionne qu'un gel tarifaire jusqu'en 2019 a été annoncé aux clients par courrier au début du mois de juillet 2017.

5.5.6 Une compétitivité tarifaire fragilisée

Si le dynamisme tarifaire a permis de préserver la rentabilité économique de la société, il s'est néanmoins accompagné d'un déficit de compétitivité croissant.

L'association Amorce publie chaque année une étude réalisée en partenariat avec l'Ademe, portant sur la compétitivité des réseaux de chaleur. La dernière étude, publiée en 2016, qui concerne les données de 2015, indique le prix de vente moyen de la chaleur pour l'ensemble des réseaux.

Aux termes de cette étude, le prix de vente moyen de la chaleur est défini comme le rapport des recettes part fixe + part variable de chaleur chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) aux quantités totales livrées. Il correspond à la livraison en sous station d'un « produit ou service » (la chaleur) déjà transformé à partir des combustibles utilisés (ou de la récupération d'énergie). Cet indicateur peut servir à comparer la compétitivité des réseaux de chaleur entre eux (bien qu'un potentiel abonné n'ait pas réellement le choix entre plusieurs réseaux). Le prix de vente moyen national s'obtient en rapportant la somme des recettes générées par les ventes de chaleur à la somme des MWh vendus par tous les réseaux français. Il y a donc pondération en fonction du volume de vente d'énergie, les réseaux de taille plus importante (en MWh livrés) « pesant » plus que les petits réseaux dans cette moyenne⁹⁹.

Le prix de vente moyen de CPCU en 2015, de 79 € HT/MWh¹⁰⁰, est supérieur de 14 % au prix de vente moyen des réseaux de chaleur d'une densité supérieure à 8¹⁰¹, soit 69,6 € HT/MWh tel qu'observé dans l'étude d'Amorce. Il est également supérieur de 16 % au prix moyen de 68,3 € HT/MWh observé pour l'ensemble des réseaux de chaleur en 2015, soit + 16 %.

Sur un échantillon de 403 réseaux de chaleur, la médiane est de 70,9 € HT/MWh, le premier quartile de 60,0 € HT/MWh et le troisième quartile de 82,9 € HT/MWh. Parmi les 5 classes de prix (la classe V étant la plus chère) représentées¹⁰², la tarification moyenne de la CPCU la situe dans la classe IV.

5.5.7 Un déficit de compétitivité par rapport au gaz

Depuis 2012, le cours du gaz a progressivement diminué (cf. graphique n° 2), bénéficiant du développement du gaz de schiste.

La CPCU évalue aujourd'hui son déficit de compétitivité à 32 % par rapport à un usage du gaz. La trajectoire de la contribution climat énergie (dite « taxe carbone ») constitue dans ce cadre un élément déterminant pour réduire ce différentiel.

La loi de finances pour 2018 prévoit une augmentation de la contribution climat énergie de 44,6 par tonne de CO₂ en 2018 (contre 30,5 €/t CO₂ en 2017), de 55 €/t CO₂ en 2019 et 65,4 €/t¹⁰³ CO₂ en 2020, puis 75,8 €/t CO₂ en 2021 et 86,2 €/t CO₂ en 2022.

Compte tenu de cette nouvelle trajectoire, le déficit de compétitivité devrait, selon la CPCU, s'établir à 38 % en 2020 et à 4 % en 2030 (avec une cible de la taxe à 140 €) toutes choses égales par ailleurs.

⁹⁹ Aux termes de l'enquête de l'enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid de 2015 du SNCU, les réseaux de chaleur ont livré en 2015, 22 769 GWh d'énergie thermique. Avec 5,2 TWh d'énergie livrée la CPCU représente 22 % du total de l'énergie livrée.

¹⁰⁰ Et de 85,8 € HT/MWh en 2016.

¹⁰¹ La densité du réseau CPCU est de 10,7 (soit 4 183 GWh/384 km).

¹⁰² Les 5 classes de prix représentées sont : classe I : moins de 47,8 € HT/MWh (prix inférieur d'au moins 30 % du prix moyen) ; classe II : de 47,8 à 61,4 € HT/MWh (10 à 30 % inférieur au prix moyen) ; classe III : de 61,4 à 75,1 € HT/MWh (écart au prix moyen de +/- 10 % maximum) ; classe IV : de 75,1 à 88,8 € HT/MWh (10 à 30 % supérieur au prix moyen) ; classe V : plus de 88,8 € HT/MWh (plus de 30 % supérieur au prix moyen).

¹⁰³ La loi de transition énergétique adoptée à l'été 2015 prévoyait initialement une cible de 56 €/t CO₂ à cet horizon.

6 DES EXIGENCES ENVIRONNEMENTALES ET ECONOMIQUES DELICATES A CONCILIER

6.1 L'urgence de la transition énergétique dans les objectifs des politiques publiques

La loi de transition énergétique et pour la croissance verte du 17 août 2015 a consacré plusieurs objectifs environnementaux majeurs dans le domaine de l'énergie et des réseaux de chaleur :

- (a) Réduire les émissions de gaz à effets de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et les diviser par quatre entre 1990 et 2050 ;
- (b) Réduire la consommation énergétique finale de 20 % en 2030 et de 50 % en 2050 par rapport à 2012 ;
- (c) Réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 ;
- (d) Porter la part des énergies renouvelables EnR&R à 23 % de la consommation finale brute en 2020 et à 32 % en 2030, avec 38 % d'EnR&R pour la consommation finale de chaleur ;
- (e) Multiplier par cinq la chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

Le plan climat présenté en Conseil des ministres le 6 juillet 2017 a ensuite souligné la nécessité d'accélérer la mise en œuvre de l'Accord de Paris, adopté en décembre 2015 lors de la COP21, – à savoir contenir la hausse de la température planétaire « nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels », en essayant de la limiter à 1,5 °C.

Organisé autour de 23 axes, ce plan prévoit notamment, de se doter d'une nouvelle stratégie visant la neutralité carbone en 2050, de décarboner la production d'énergie, de renforcer la fiscalité écologique et de donner au carbone son véritable prix, d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables, de faire de la rénovation thermique une priorité nationale et de contractualiser dans ce cadre avec les territoires.

De fait un rapport de l'ONU Environnement du 31 octobre 2017 souligne qu'il existe à ce stade un « écart catastrophique » entre les engagements pris par les États pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et les efforts nécessaires pour respecter l'Accord de Paris¹⁰⁴.

6.2 Des objectifs environnementaux croissants

À cet égard, la politique de la Ville de Paris paraît être celle d'un précurseur avec l'adoption dès 2007, avant même toute obligation, d'un premier plan climat énergie territorial. Ce plan comportait trois objectifs majeurs à atteindre d'ici 2020 : (a) Réduire de 25 % les émissions de gaz à effet de serre du territoire par rapport à 2004 ; (b) Réduire de 25 % les consommations énergétiques du territoire par rapport à 2004 ; (c) Augmenter à 25 % la part des énergies renouvelables EnR&R dans la consommation énergétique du territoire.

Actualisé une première fois en 2012, le plan climat énergie territorial de la Ville de Paris, avait reconduit les trois objectifs du plan de 2007.

Concernant le chauffage urbain, un objectif complémentaire avait été ajouté visant à « *atteindre vers 2020 le taux de 60 % d'énergies renouvelables EnR&R dans le mix de la production de chaleur. Le gain net d'émissions de gaz à effet de serre pourrait alors être de l'ordre de 350 000 teqCO2 en 2020.* »

¹⁰⁴ Cf. article du Monde du 31 octobre 2017.

Cette première actualisation s'était accompagnée d'un bilan sur la situation observée en 2009 résumé dans le tableau ci-dessous :

Tableau n° 18 :

	TERRITOIRE		
	Référence 2004	Situation 2009	Objectif 2020
GES	25,0 millions de teqCO ₂	24,6 millions de teqCO ₂	18,8 millions de teqCO ₂
Energie	32 165 GWh	30 677 GWh	24 124 GWh
EnR²	10%	12%	25%

En août 2016, un second bilan du Plan climat air énergie territorial de la ville portant sur les 10 premières années de la période de référence a été publié au titre de la période 2004-2014.

Les réalisations à l'issue de 60 % de la période de référence (2004-2020) accusaient un retard qui appelait à une révision de la trajectoire. Les résultats intermédiaires étaient les suivants :

- (a) un tiers de l'objectif de 25 % pour la réduction des GES,
- (b) un tiers de l'objectif de 25 % pour la diminution de la consommation d'énergie,
- (c) un sixième de l'objectif de 25 % pour le taux d'énergies renouvelables EnR&R dans la consommation énergétique.

En novembre 2017, conformément aux prescriptions réglementaires, un nouveau projet de plan climat air énergie territorial, supporté par plusieurs scénarios tendanciels, a été présenté une première fois au Conseil de Paris. À l'image de l'évolution des objectifs nationaux, ses objectifs visent à répondre à l'urgence de la transition énergétique.

Il s'agit d'ici 2030 de :

- (a) réduire de 50 % les émissions locales de gaz à effet de serre par rapport à 2004,
- (b) réduire de 35 % la consommation d'énergie sur le territoire par rapport à 2004,
- (c) se doter de 45 % d'énergies renouvelables dans la consommation dont 10 % produites localement.

Pour cela la Ville de Paris s'engage à accélérer le verdissement de son réseau de chaleur pour atteindre 75 % d'énergies renouvelables dans celui-ci en 2030 et 100 % en 2050.

Dans ces conditions, la part de la consommation d'énergie dédiée au chauffage devra drastiquement diminuer, passant de plus de 110 kWh/m²/an aujourd'hui à 41 kWh/m²/an en 2050. L'augmentation du rythme des rénovations énergétiques et le doublement de l'objectif de leur gain de 30 % à 60 % joueront dans ce cadre un rôle déterminant¹⁰⁵.

6.3 La soutenabilité tarifaire du verdissement du mix énergétique

Les investissements engagés par la CPCU lui ont permis de réduire de plus de 300 000 tonnes par an ses émissions de CO₂, conformément à l'objectif qui lui avait été assigné.

¹⁰⁵ Aux termes du SRCAE de 2012, le secteur du bâtiment (logements et tertiaire) est à l'origine de 60 % des consommations énergétiques et de près de la moitié des émissions de gaz à effet de serre en Île-de-France. Les consommations de chauffage représentent les ¾ des consommations énergétiques dans les logements.

Tableau n° 19 : Évolution des émissions de CO2 de la CPCU

	2004	2005	2006	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Coge Vitry	383458	295541	318361	302814	322400	337266	306742	334383	315164	162 745	252 151	288954
Saint Ouen 3	332646	284963	281534	293500	258817	298722	285894	300267	193100	28 437	135 782	158102
Saint Ouen 1		1558	42124	50933	41301	42075	28197	38283	59835	58 817	51 876	62854
Saint Ouen 2	547069	546557	553847	527419	501647	667966	428060	497010	628801	664 344	489 056	415751
Vaugirard	79968	94125	133587	106820	94149	114345	60030	78242	98137	55 943	55 454	48114
Grenelle	15292	32620	84291	33110	63254	82874	30144	57819	70188	22 454	60 422	45531
Bercy	51874	61482	52470	64650	66609	83267	28783	55229	64561	21 706	31 403	23691
Ivry	9600	38159	49798	18869	13953	29780	22152	18551	23183	8 743	27 324	25888
La Villette	775	2050	48	31	328	178	0					0
KB	0	25	40	28	125	181	1	371	53	64	884	287
Total	1 420 682	1 357 080	1 516 100	1 398 174	1 362 583	1 656 654	1 190 003	1 380 155	1 453 022	1 023 253	1 104 352	1 069 172
Vapeur livrée en TV	8331	8415	8402	8328	8576	9422	7533	8529	9098	7 509	8 030	8540
Vapeur livrée en MWh	5 832	5 891	5 881	5 830	6 003	6 595	5 273	5 970	6 369	5 256	5 621	5 978
Emission / MWh	244	230	258	240	227	251	226	231	228	195	196	179

Source : rapports annuels de la société

Aux termes de l'actualisation en 2012 du Plan climat air énergie territorial, la CPCU a également pour objectif d'atteindre vers 2020 le taux de 60 % d'énergies renouvelables En&R dans le mix de la production de chaleur. Cependant, les données prévisionnelles mentionnées dans le rapport du délégataire s'inscrivent à ce stade dans une cible de 50 % d'énergies renouvelables à l'échéance de la concession.

De fait, l'analyse de l'évolution du coût variable de la CPCU exposée supra a mis en évidence que l'introduction de biocombustible pour dépasser le seuil de 50 % s'était accompagnée d'une augmentation du coût variable de production de 12,5 %. Le dynamisme tarifaire qui avait accompagné l'augmentation des coûts avait alors créé un déficit croissant.

Interrogée quant à la soutenabilité d'une nouvelle augmentation de 10 % de la part des EnR&R dans le mix énergétique, la CPCU a indiqué que : « *Les différents projets qui ont été lancés rendent réaliste l'atteinte de ce taux de 60 % d'EnR&R à courte échéance, ainsi que l'abandon du charbon. Cependant, ces solutions déséquilibrent l'équation économique du réseau de chauffage urbain, qui est confronté à la concurrence de l'énergie gaz. Cette énergie, fossile pour l'essentiel, bénéficie d'une conjoncture très favorable que la fiscalité carbone actuellement en vigueur ne compense pas le surcoût lié aux énergies renouvelables. En effet, la vapeur produite avec des granulés de bois ou du biogaz est d'environ 2,5 fois plus chère que celle produite à partir du charbon. Celle produite avec du biocombustible liquide est d'environ 5 fois plus chère que celle produite à partir du charbon.* »

Pour la CPCU les pistes les plus efficaces actuellement - en termes d'apport d'énergies renouvelables et de coût pour l'utilisateur - sont principalement centrées autour du Syctom mais également autour d'un ou de plusieurs projets de combustibles solides de récupération¹⁰⁶.

La vente d'électricité du Syctom a représenté respectivement 17 GWhe en 2015 et 118 GWhe en 2016. Toutefois ces années ne sont pas représentatives car marquées par des difficultés techniques sur les groupes turbo-alternateurs (GTA) chargés de la production d'électricité des unités d'Ivry et Isséane. L'année 2017 serait plus représentative avec 130 GWhe injectés sur le réseau et vendus à EDF

Pour la CPCU si la valorisation de cette énergie avait été totalement thermique (et en considérant que le réseau de chaleur aurait été en mesure d'absorber l'intégralité de la production complémentaire), la production supplémentaire de chaleur EnR&R aurait représenté respectivement 2,2 % et 6,9 % du mix énergétique du réseau de chaleur de Paris. « *Diminuer la vente d'électricité du Syctom au profit du réseau de chaleur présente un avantage environnemental incontestable (du fait de la perte d'énergie inévitable des turbines avec un rendement de 33 % pour produire de l'électricité) et représenterait une contribution très significative à l'atteinte des 60 % d'EnR&R sur le réseau de chaleur sans impact financier pour les abonnés.* »

¹⁰⁶ Les combustibles solides de récupération sont principalement fabriqués à partir des refus de tri des déchets solides (municipaux, banals, industriels, commerciaux et/ou issus des encombrants).

Le Sycotom ne partage pas cette approche. 61 % de l'électricité est vendue entre mai et septembre, période où le réseau de chaleur n'est presque jamais en mesure d'absorber l'intégralité de la production et 22 % en période intermédiaire où le réseau est également parfois saturé. Seuls 17 % de l'électricité vendue l'est en hiver.

Concernant l'impact environnemental de la vente d'électricité, si le rendement d'une valorisation thermique de l'énergie produite est évidemment supérieur à une valorisation électrique, le bilan environnemental est nettement plus difficile à apprécier. En effet, l'électricité vendue par les UVE à EDF vient en substitution d'une production d'électricité non renouvelable (nucléaire ou énergie fossile)

Enfin la suppression de cette production d'électricité nécessiterait l'arrêt total des groupes turbo-alternateurs des UVE du Sycotom, arrêt qui ne serait pas neutre financièrement pour le Sycotom, donc pour ses adhérents et finalement pour les contribuables locaux

Au-delà du rôle éventuel du Sycotom, la CPCU a répondu sans succès au premier appel à projet CSR de l'Ademe en juin 2016. Un nouvel appel à projet a été lancé avec une remise du dossier en septembre 2017. La CPCU proposera un projet d'une chaudière à lit fluidisé circulant de 120 MW, qui pourrait contribuer de 6 % à 8 % au mix énergétique de son réseau.

La société a présenté à la chambre les effets anticipés sur la trajectoire tarifaire de la concession des principales options qu'elle avait identifiées. À l'exception de l'augmentation de la valorisation thermique du Sycotom ces options conduisent pour la plupart à des augmentations tarifaires.

6.4 La soutenabilité économique de l'objectif de diminution des consommations énergétiques

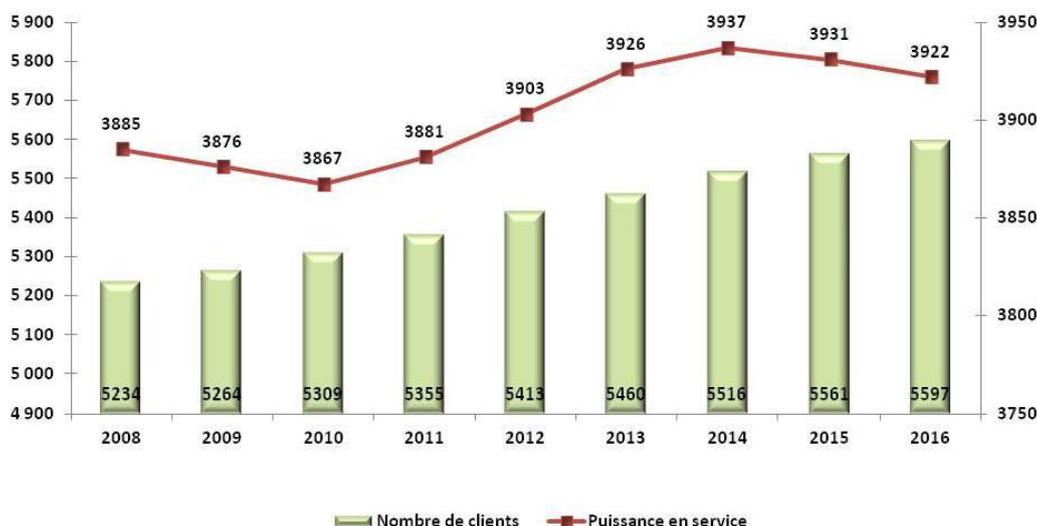
Le projet du nouveau plan climat air énergie territorial présenté au Conseil de Paris de novembre 2017 prévoit également de réduire d'ici 2030 de 35 % la consommation d'énergie sur le territoire par rapport à 2004.

Aux termes de ce projet « *la part de la consommation d'énergie dédiée au chauffage devra drastiquement diminuer, passant de plus de 110 kWh/m²/an aujourd'hui à 41 kWh/m²/an en 2050.* »

Une diminution de la puissance en service des clients de la concession s'observe déjà en 2016.

Graphique n° 3 :

CLIENTS ET PUISSANCE EN SERVICE CONCESSION



Sauf à connaître une diminution des quantités livrées et de son chiffre d'affaires, la concession va donc devoir compenser la diminution des puissances souscrites et des consommations individuelles par l'extension de son réseau et l'accroissement du nombre de ses clients.

En septembre 2016, la société a établi un schéma directeur du réseau de chaleur qui souligne une spécificité du réseau de la concession. Il dispose d'un important potentiel de densification à moins de 50 mètres d'ouvrages existants. Pour la CPCU, cette densification constitue un facteur déterminant pour compenser les diminutions de consommation liées à la rénovation énergétique.

La mise en œuvre d'une telle densification n'apparaît néanmoins pas assurée, car elle suppose un élargissement de la clientèle des usagers. Les scénarios attachés au nouveau projet de plan climat énergie territorial anticipent plutôt, au-delà de la diminution de la consommation d'énergie du territoire parisien, une baisse de la part relative de la chaleur dans le mix énergétique globale de 4,5 TWh à 3,1 TWh en 2030 et à 2,2 TWh en 2050, comme l'illustre les tableaux ci-dessous.

Tableau n° 20 : Scénario d'évolution des consommations énergétiques

Résultats Consommation énergétiques (évolutions par rapport à 2004) :

TWh	2004		2009		2014		2030		2050	
Électricité	13,7	14,4	5%	14,2	4%	13,2	-3%	12,1	-11%	
Gaz	10,5	9,6	-9%	9,4	-11%	9,0	-14%	6,2	-41%	
Combustible liquide	11,3	9,0	-20%	8,4	-26%	0,4	-97%	0,3	-97%	
RCU	4,5	4,5	0%	4,4	-1%	3,1	-30%	2,2	-50%	

Source : *Projet plan climat air énergie territorial, annexe technique, page 17*

La soutenabilité de l'amortissement des coûts fixes pourrait dès lors en être affectée sauf à ce qu'une telle évolution des ventes de la concession ne s'accompagne de celle de la structure de ses coûts, à l'image de l'utilisation croissante des boucles d'eau chaude, moins onéreuses, dans l'extension en cours du réseau de distribution.

La CPCU observe que les projections à long terme (2030 et 2050) de CPCU de vente de chaleur sont délicates du fait de scénarii contrastés.

L'annexe technique au projet de PCAE de Paris comprend un scénario N° 3, dit « Ville de Paris », qui s'ajoute à trois autres scénarios (tendanciel 2009, tendanciel 2014, État / ADEME). Ces quatre scénarios font état de prévisions très contrastées pour ce qui concerne les volumes de chaleur distribués par le réseau de chaleur à moyen (2030) et long terme (2050).

En effet, selon les scénarii, les estimations de variation de vente de chaleur oscillent entre - 30 % et + 74 % pour l'année 2030 (année de référence 2004) et entre - 50 % et + 46 % pour l'année 2050. Entre les cas extrêmes, le parc de production de vapeur est soit très insuffisant (scénario État/ADEME) soit en partie surdimensionné (scénario Ville de Paris).

Le concessionnaire et le concédant précisent que le schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid, actuellement en gestation et dont l'aboutissement est prévu pour la fin de l'année 2018, viendra préciser une (ou des) orientation(s) de moyen et de long terme pour les outils de production et de distribution de chaleur.

Recommandation n° 6 : Documenter avec la Ville les conditions de soutenabilité des scénarios liés aux effets du nouveau projet de plan climat air énergie territorial.

ANNEXES

Annexe n° 1. Indemnité de restitution des biens de retour	56
Annexe n° 2. Le périmètre de consolidation de la CPCU	56
Annexe n° 3. Exemple de ROCE	57
Annexe n° 4. Évolution des paramètres de la rentabilité économique de la CPCU	57
Annexe n° 5. Évolution de la capacité de remboursement de la CPCU	58
Annexe n° 6. Répartition des autres recettes de la branche de distribution hors Paris	58
Annexe n° 7. Glossaire des sigles.....	59

Annexe n° 1. Indemnité de restitution des biens de retour**Tableau n° 21 : Répartition de l'indemnité de restitution des biens de retour par date de mise en service**

Périodes	Valeur brute (M€)	Indemnité fin de concession (M€)	Longueur en km
Avant le 01/01/2001	173	0	334
De 2002 à 2011	152	57	28
Depuis le 01/01/2012	307	195	28
Sous total	632	252	390
Investissements prévisionnels	243	205	
Total	875	457	

Source : Rapport du délégataire pour l'exercice 2016 page 89

Annexe n° 2. Le périmètre de consolidation de la CPCU

Le périmètre de consolidation à fin décembre 2016 comprend des sociétés intégrées globalement¹⁰⁷, dont la totalité des flux est agrégée avec ceux de la CPCU, et des sociétés mises en équivalence à hauteur du pourcentage de détention par CPCU¹⁰⁸.

La SNC Coge Vitry, détenue à 50 %, est le propriétaire et l'exploitant de la seconde unité de cogénération chaleur/électricité de 125 MW mises en service par le groupe en 2001. En 2016 son chiffre d'affaires et son résultat net s'établissent respectivement à 44 M€ et 3 M€.

La SNC Choisy Vitry Énergie, détenue à 55 %, achète la chaleur à CPCU, la transporte et la transforme en eau chaude dans une station d'échange avant de la vendre à la SNC Choisy Vitry distribution, détenue à 45 %, qui la distribue aux abonnés des communes de Choisy-le-Roi et de Vitry-Sur-Seine. Les chiffres d'affaires IFRS de ces deux sociétés s'établissent respectivement à 10 M€ et 18 M€.

La SAS Géotullence, créée en juin 2014, détenue à 50 % en association avec Soccram, produit et distribue de l'énergie calorifique sur le secteur Ivry Port Centre dans le cadre d'une convention de délégation de service public conclue avec la Ville d'Ivry-sur-Seine pour une durée de 22 ans. Son chiffre d'affaires IFRS s'établit à 3 M€ en 2016.

La SAS Géoméropole, dont l'exploitation a commencé en 2014, a reçu les actifs de production de la centrale de géothermie de Paris Nord Est pour 23,4 M€. Son CA IFRS s'établit à 3 M€ au 31 décembre 2016.

Concessionnaire de la Ville de Paris au titre d'une délégation de service public de production et de distribution d'eau glacée, Climespace a réalisé en 2016 un CA IFRS de 109 M€ et un résultat de 19 M€.

Filiale du groupe EDF depuis 1946 et de sa filiale Dalkia depuis 2016, le groupe Tiru est un spécialiste de la valorisation des déchets depuis 1922. Tiru conçoit, construit et exploite des unités de traitement thermique, biologique et matière en France, en Grande-Bretagne et au Canada. En 2016 Tiru a réalisé un CA IFRS de 221 M€ et un résultat nul du fait des difficultés de l'unité de Tri d'Hénin-Beaumont.

¹⁰⁷ Choisy Vitry Énergie, Cogé Vitry et Géoméropole.

¹⁰⁸ Climespace (22%), Tiru (19 %), Choisy Vitry Distribution (45 %), Transports Réunis Services (« TRS » 26 %), Géotullence (50 %).

Annexe n° 3. Exemple de ROCE

ROCE de sociétés du CAC					
Exemple de ROCE (Source : Infinancials, Thomson-Reuters 02/01/2013)					
Societe	CA (Million€)	Marge Rex	Rotation de l'actif économique	ROCE	ROE
Danone	20 869	13,20%	1,1x	9,00%	13,70%
Michelin	21 474	11,50%	1,4x	10,60%	18,50%
L'oreal S.A	22 463	15,90%	1,0x	10,80%	13,70%
Schneider Electric	23 946	12,00%	1,0x	7,50%	11,10%
Christian Dior	24 628	21,10%	0,6x	8,10%	13,30%
LVMH	28 103	20,40%	0,7x	9,10%	13,90%
Vivendi	28 994	9,70%	0,7x	4,60%	1,10%
Veolia Environnement	29 439	3,70%	1,2x	2,90%	5,50%
Bouygues	33 654	3,30%	2,0x	4,40%	7,40%
Sanofi	35 957	17,60%	0,4x	4,90%	8,70%
Vinci	39 418	9,30%	1,3x	7,60%	14,40%
Casino Guichard Perrachon	41 971	5,70%	1,7x	6,20%	14,20%
Rallye	42 663	5,60%	1,7x	6,00%	13,40%
Compagnie de Saint- Gobain	43 198	4,60%			

Annexe n° 4. Évolution des paramètres de la rentabilité économique de la CPCU

Le tableau ci-dessous décrit l'évolution du taux de rentabilité économique, du taux de profitabilité d'exploitation et du taux de rotation de l'actif économique de la CPCU

Tableau n° 22 : Évolution des agrégats de rentabilité de la CPCU

Année	Immobilisations		CA		Résultat				Rentab économique			Profitabilité			Rotation de l'actif	
	Valeur brute (1)	Valeur nette	CA HT	ROC CPCU (2)	Tx d'IS	NOPAT (3)	Dot/Rep prov et amort	EBE (4)	NOPAT/ Immo nettes	ROC/ Immo brutes	EBE/ Immo brutes	NOPAT/ CA	ROC/ CA	EBE/ CA	Rotation actif brut	Rotation actif net
2000	582	200	191	8	34,4%	5	17	25	3%	1%	4%	3%	4%	13%	0,3	1,0
2001	617	275	218	11	34,4%	7	21	33	3%	2%	5%	3%	5%	15%	0,4	0,8
2002	640	284	249	15	34,4%	10	34	49	3%	2%	8%	4%	6%	20%	0,4	0,9
2003	659	285	251	12	34,4%	8	33	45	3%	2%	7%	3%	5%	18%	0,4	0,9
2004	708	314	248	15	34,4%	10	24	39	3%	2%	6%	4%	6%	16%	0,4	0,8
2005	765	363	272	18	34,4%	12	35	53	3%	2%	7%	4%	7%	20%	0,4	0,7
2006	824	401	298	15	34,4%	10	31	46	2%	2%	6%	3%	5%	15%	0,4	0,7
2007	838	394	300	16	34,4%	10	33	49	3%	2%	6%	3%	5%	16%	0,4	0,8
2008	904	443	347	19	34,4%	13	30	50	3%	2%	6%	4%	6%	14%	0,4	0,8
2009	987	503	365	18	34,4%	12	41	59	2%	2%	6%	3%	5%	16%	0,4	0,7
2010	993	565	396	46	34,4%	30	40	86	5%	5%	9%	8%	12%	22%	0,4	0,7
2011	1 107	590	355	33	34,4%	22	35	68	4%	3%	6%	6%	9%	19%	0,3	0,6
2012	1 115	624	422	50	34,4%	33	34	84	5%	5%	8%	8%	12%	20%	0,4	0,7
2013	1 145	622	432	55	36,1%	35	19	73	6%	5%	6%	8%	13%	17%	0,4	0,7
2014	1 238	700	362	55	38,0%	34	23	78	5%	4%	6%	9%	15%	22%	0,3	0,5
2015	1 343	767	392	65	38,0%	40	6	71	5%	5%	5%	10%	17%	18%	0,3	0,5
2016	1 420	846	452	68	38,0%	42	31	100	5%	5%	7%	9%	15%	22%	0,3	0,5

(1) y compris Crédit-bail

(2) Résultat opérationnel courant (ROC)

(3) Net Operating Profit After Tax (ROC après IS normatif)

(4) Excédent Brut d'Exploitation

Source : CRC à partir des tableaux de bord de la CPCU

Annexe n° 5. Évolution de la capacité de remboursement de la CPCU**Tableau n° 23 : Évolution du ratio de capacité de remboursement**

Année	EBE	Dettes nettes	Dettes nettes / EBE
2000	25 034	83 500	3,3
2001	32 730	166 700	5,1
2002	48 986	82 600	1,7
2003	45 170	98 400	2,2
2004	39 418	101 200	2,6
2005	53 278	128 500	2,4
2006	45 673	132 900	2,9
2007	48 679	132 800	2,7
2008	49 776	114 600	2,3
2009	58 744	83 500	1,4
2010	85 691	159 900	1,9
2011	68 040	141 800	2,1
2012	84 186	144 900	1,7
2013	73 431	132 700	1,8
2014	77 881	216 600	2,8
2015	71 176	265 300	3,7
2016	99 508	281 000	2,8

Source : CRC à partir des comptes sociaux

Annexe n° 6. Répartition des autres recettes de la branche de distribution hors Paris**Tableau n° 24 : Répartition des autres recettes de la branche de distribution hors Paris**

Autres prestations R2 (en k€)	2012	2013	2014	2015
Refacturation des travaux liés aux sous-stations qui restent à la propriété des clients	3 013	2 020	2 600	1 300
Contrat d'exploitation avec Cogé-Vitry et Choisy Vitry Energie	3 869	3 933	4 021	4 090
Refacturation à Géométropole du fee de développement lié à la vente de la centrale de production de chaud et de froid au Nord Est de Paris à la société Géométropole			1 000	
Participations financières aménageur et délégataire et autres droits de raccordement (hors droits de raccordement des branchements Ville de Paris)	3 870	1 369	13 300	4 983
dont Paris Batignolles Aménagement - Zac de Clichy Batignolles	2 597	321	5 170	
dont IDEX - raccordement Levallois			6 000	500
dont Nexiville Asnières			320	160
dont Semapa - Austerlitz				877
dont SAS Paris Nord Est - PNE				1 140
Autres produits divers		1 209	1 326	893
dont refacturation à Climespace des coûts d'alimentation (solutions provisoires) de clients Climespace du projet PNE supportés initialement par CPCU		1 209	507	66
dont refacturation du doublet géothermique de CPCU à Géométropole			819	819
TOTAL (en k€)	10 752	8 531	22 247	11 266

Source : CPCU

Annexe n° 7. Glossaire des sigles

Caf	Capacité d'autofinancement
CGCT	Code général des collectivités territoriales
CJF	Code des juridictions financières
CPCU	Compagnie parisienne de chauffage urbain
CRC	Chambre régionale des comptes
EBE	Excédent brut d'exploitation
EBITDA	Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization, soit le bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement
EnR&R	Énergies renouvelables
Insee	Institut national de la statistique et des études économique
KWh	Kilowatt-heure : 1 KWh correspond à une puissance d'un kilowatt agissant pendant une heure
MWh	Mégawatt-heure : 1 MWh = 10^7 KWh
PFR	prime de fonction et de résultats
ROC	résultat opérationnel courant
Syctom	Agence Métropolitaine des déchets ménagers
TV	tonnes de vapeur : 1 TV = 0,7 MWh
TWh	Terawatt-heure : 1 TWh = 10^3 GWh = 10^6 MWh = 10^9 KWh
Zac	Zone d'aménagement concertée

REPONSE

**DE MADAME CAMILLE BONENFANT-JEANNENEY
DIRECTRICE GENERALE DE LA
COMPAGNIE PARISIENNE DE CHAUFFAGE URBAIN(CPCU)
(*)**

() Cette réponse jointe au rapport engage la seule responsabilité de son auteur, conformément aux dispositions de l'article L.243-5 du Code des juridictions financières.*



Direction générale

**Monsieur le Président de la Chambre
régionale des comptes d'Ile de France
6 Cours des Roches
Noisiel – BP 187
77315 Marne la Vallée Cedex 2**

Paris, le 18 septembre 2018

REF : Contrôle n°2017-0078 – Rapport n°2018-0114

OBJET : Remarques sur le rapport d'observations définitives relatif au contrôle des comptes et de la gestion de la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU)

P.J. : Fichier Word contenant les remarques de CPCU sur le rapport d'observations définitives

Monsieur le Président,

Dans le courrier du 29 août 2018, vous nous avez adressé le rapport d'observations définitives relatif au contrôle des comptes et de la gestion de la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU) portant sur les exercices 2012 et suivants.

Je souhaite, tout d'abord, remercier la Chambre pour l'audition que vous nous avez accordée le 19 juin 2018 qui nous a permis de préciser certains points oralement.

Je remercie à nouveau la Chambre pour son travail d'analyse et de compréhension de l'économie de la concession parisienne de distribution de chaleur.

Les remarques de CPCU sur le rapport d'observations définitives sont jointes à ce courrier.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.



Camille Bonenfant-Jeanneney
Directrice générale

Objet : Remarques de CPCU concernant le rapport d'observations définitives sur l'économie de la concession parisienne de distribution de chaleur

Date : 18/09/2018

1) Précisions complémentaires sur le coût moyen pondéré du capital pour un réseau de chaleur en France

Le coût moyen pondéré du capital (WACC) pour un réseau de chaleur en France est de 6%.

Plusieurs éléments permettent de corroborer ce taux de 6% :

- ✓ le secteur d'activité de CPCU s'apparente à celui des activités régulées de gaz et électricité. Par exemple, pour le TURPE 4 (transport d'électricité), le WACC a été fixé à 7,25% (avant impôt). Contrairement aux secteurs régulés, le réseau de chaleur est soumis à la concurrence des moyens de chauffage alternatifs et notamment le gaz, ce qui justifie un WACC plus élevé pour un réseau de chaleur comme CPCU,
- ✓ les données issues de Bloomberg de sociétés du même secteur d'activité que CPCU (principalement dans la gestion de l'eau) et cotées en bourse font ressortir un WACC en moyenne au-dessus de 6%,
- ✓ une étude menée par un expert financier indépendant (Aswath Damodaran) sur le niveau de WACC dans le domaine des utilities européennes (dont CPCU fait partie) montre que le coût moyen du capital est de 5,99%,
- ✓ des rapports récents établis par des services financiers indépendants sur des entreprises pouvant s'analyser d'une façon similaire à CPCU aboutissent à des résultats similaires,
- ✓ dans le cadre du retrait de la cote de CPCU, la banque présentatrice de l'offre a calculé un WACC de 6,1%. De même, le calcul de l'expert indépendant présente un WACC similaire (6,2%).

Pour créer de la valeur, la rentabilité attendue de CPCU doit donc être supérieure de l'ordre de 2% à son coût moyen pondéré du capital, soit être à un niveau d'environ 8%.

La rentabilité de CPCU au regard des capitaux investis est stable depuis 2010 à 5%, soit à un niveau inférieur à l'attendue (8%). L'amélioration du retour sur capitaux investis n'est pas un souhait spécifique à ENGIE mais correspond à une réalité du marché.

2) Précisions complémentaires sur la concurrence des autres modes de chauffage alternatifs :

CPCU ne bénéficie pas d'un monopole pour le chauffage sur le territoire de la Ville de Paris :

- ✓ le raccordement au réseau public de distribution de chauffage urbain n'est pas obligatoire. En conséquence, les maîtres d'ouvrages peuvent tout à fait choisir, lors de la construction de l'immeuble, le mode de chauffage qui leur paraît opportun,
- ✓ les usagers peuvent solliciter leur dé-raccordement s'ils le souhaitent.

Le réseau de chaleur est donc bien confronté à une concurrence des autres modes de chauffage alternatifs.

Ce constat est d'ailleurs corroboré par l'attitude des usagers ou candidats usagers qui, systématiquement, s'assurent que le raccordement au réseau de chauffage urbain s'avère avantageux pour eux. Les prix du gaz ont d'ailleurs été ces dernières années un net frein aux raccordements nouveaux, en particulier des copropriétés privées où ils sont quasi-nuls.

3) Précisions complémentaires sur le prix de cession interne de la chaleur entre l'activité production et l'activité distribution

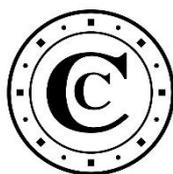
Comme précisé dans une annexe à l'avenant n°8 de la convention du 10 décembre 1927 entre la Ville de Paris et la

CPCU, en 2000, le prix de cession interne entre l'activité de production et l'activité de distribution a été initialement déterminé en faisant la moyenne des prix obtenus par la rentabilité d'exploitation et par la rentabilité économique.

En prenant une approche similaire à celle de l'année 2000, le prix de transfert obtenu sur les années 2012 à 2015 est très proche de celui qui a, in fine, été retenu (suite à l'application de la formule de révision à partir du prix de cession de l'année 2000).

Par ailleurs, ce prix de cession interne (entre la production et la distribution) est une reconstitution « a posteriori ». Il n'a aucun impact sur la détermination des prix de vente aux clients du réseau de chaleur.

Les demandes de la Ville de Paris portant à la fois sur les activités de production et de distribution, les évolutions de tarifs partagées et validées avec la Ville de Paris ont été déterminées en considérant l'ensemble des coûts de CPCU associés à la production et à la distribution.



« La société a le droit de demander compte
à tout agent public de son administration »
Article 15 de la Déclaration des Droits de l'Homme et du Citoyen

L'intégralité de ce rapport d'observations définitives
est disponible sur le site internet
de la chambre régionale des comptes Île-de-France :
www.ccomptes.fr/fr/crc-ile-de-france

Chambre régionale des comptes Île-de-France

6, Cours des Roches

BP 187 NOISIEL

77315 MARNE-LA-VALLÉE CEDEX 2

Tél. : 01 64 80 88 88

www.ccomptes.fr/fr/crc-ile-de-france