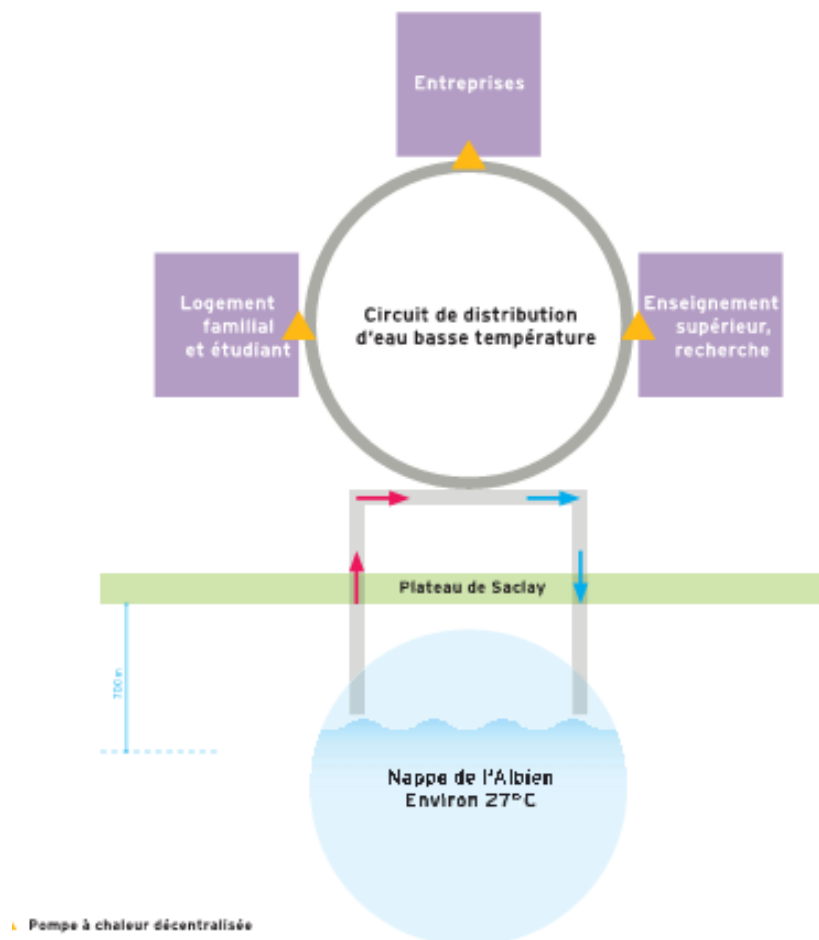


Contre-expertise de l'évaluation socio-économique

du

Projet de réseau de chaleur et de froid sur l'aquifère de l'Albien de l'Etablissement Public Paris-Saclay



Alain BOISDET, Joël MAURICE

26 février 2015

Préambule

Le Commissariat général à l'investissement (CGI) a mené depuis septembre 2012 et à la demande du Premier ministre une réflexion sur les projets d'investissement public et leur évaluation. La démarche conduite dans le cas des infrastructures de transport sous le régime de l'instruction-cadre de 2005 a d'ailleurs servi de référence dans cette réflexion qui avait une vocation plus large que le secteur des transports.

Entre temps, l'article 17 de la loi de programmation des finances publiques du 31 décembre 2012¹ est venu instaurer l'obligation d'évaluation socio-économique des projets d'investissements (sans seuil), et sa contre-expertise indépendante et préalable au-delà d'un certain niveau de financement public. Son décret d'application, le [décret 2013-1211 relatif à la procédure d'évaluation des investissements publics](#) précise en particulier le cahier des charges du dossier d'évaluation socio-économique à constituer, le seuil au-delà duquel la contre-expertise est obligatoire, et les modalités de son organisation.

C'est en respectant toutes les règles prévues dans ce décret d'application (compétences, déclaration d'intérêt, délais) que le CGI a fait réaliser cette première contre-expertise indépendante relative à un projet de réseau de chaleur.

¹ La [loi n°2012-1558 du 31 décembre 2012 de programmation des finances publiques pour les années 2012 à 2017](#) dispose dans son article 17 que :

« Les projets d'investissements civils financés par l'Etat, ses établissements publics, les établissements publics de santé ou les structures de coopération sanitaire font l'objet d'une évaluation socio-économique préalable.

Lorsque le montant total du projet et la part de financement apportée par ces personnes excèdent des seuils fixés par décret, cette évaluation est soumise à une contre-expertise indépendante préalable.

Le Gouvernement transmet au Parlement les évaluations et les contre-expertises mentionnées au premier alinéa.

Les conditions d'application du présent article sont prévues par décret. »

Sommaire

PRÉAMBULE	2
AVERTISSEMENT	5
PRÉSENTATION RÉSUMÉE DU DOSSIER	7
INTRODUCTION	7
LE PROJET SOUS REVUE CONCERNE LE RÉSEAU DE CHALEUR ET DE FROID <i>SUR</i> CHACUNE DES DEUX ZAC	9
OBJECTIFS ET PERFORMANCES ENVIRONNEMENTALES CONCERNANT LES BÂTIMENTS À CONSTRUIRE SUR LES DEUX ZAC	10
GRANDES LIGNES DU PROJET« RÉSEAU DE CHALEUR ET DE FROID PARIS-SACLAY »	10
<i>Dispositions économiques et financières du projet</i>	13
<i>Comparatif des coûts globaux cumulés pour les preneurs</i>	14
<i>Organisation institutionnelle</i>	17
<i>Business Plan pour l'institution (EPPS/CAPS)</i>	17
AVIS SUR LE PROJET	19
AVIS QUANT À LA MOTIVATION DU PROJET ET AUX GRANDES LIGNES DE SA CONCEPTION	19
AVIS QUANT AUX DISPOSITIONS TECHNIQUES	20
L'ALBIEN, UNE RESSOURCE GÉOTHERMALE CONNUE ET FIABLE	20
<i>Le Dogger et le Néocomien, autres aquifères candidats pour le réseau de chaleur géothermique sont écartés à juste raison</i>	20
<i>Un usage vertueux de l'Albien</i>	20
<i>Absence de risque technique</i>	21
OPTIMISATION DE L'UTILISATION DU RÉSEAU	23
<i>Simulation du fonctionnement énergétique du réseau</i>	23
<i>Satisfaction des besoins énergétiques</i>	25
<i>Besoins de froid des bâtiments résidentiels</i>	25
AVIS SUR LES DISPOSITIONS ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES DU PROJET	26
A. AVIS SUR LA MÉTHODE DE TARIFICATION	26
<i>Sur la structuration de la tarification en trois parties</i>	26
<i>Traitement de la TVA</i>	26
B. AVIS SUR LA COMPARAISON EN COÛT GLOBAL CUMULÉ.....	27
<i>Cas 1 (avec réseau de chaleur) et cas 2 (sans réseau de chaleur)</i>	27
<i>Simulation des coûts TTC cumulés supportés par le preneur</i>	27
AVIS SUR L'ORGANISATION INSTITUTIONNELLE	29
AVIS SUR LE BUSINESS PLAN (BP) DE EPPS/CAPS	30
EVALUATION SOCIO-ÉCONOMIQUE DU POINT DE VUE DE L'INTÉRÊT GÉNÉRAL	31
TESTS DE SENSIBILITÉ	34
CONCLUSION DE L'ÉVALUATION SOCIO-ÉCONOMIQUE DU POINT DE VUE DE L'INTÉRÊT GÉNÉRAL	35
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	36
PRÉSENTATION RÉSUMÉE DU PROJET	36
NOTRE AVIS	38
NOS RECOMMANDATIONS	40
ANNEXE 1 : VALEURS CLÉS DES BÂTIMENTS	41
ANNEXE 1 BIS : PLANS DES DEUX ZAC	44
ANNEXE 2 : COÛTS ANNUELS ET CUMULÉS POUR ECP, BÂTIMENT A (K€ TTC)	46

ANNEXE 3 : COÛTS ANNUELS ET CUMULÉS POUR UN LOGEMENT (K€ TTC)	48
ANNEXE 4 : COÛTS ANNUELS ET CUMULÉS POUR L'ENSEMBLE DES PRENEURS (M€ TTC)	50
ANNEXE 5 : BUSINESS PLAN : EBITDA ET EBIT(K€ TTC)	52
ANNEXE 6 : LISTE DES DOCUMENTS COMMUNIQUÉS AUX EXPERTS.....	53
DOSSIER INITIAL (20 OCTOBRE 2014)	53
ETUDES PRÉALABLES	53
PROGRAMMATION IMMOBILIÈRE.....	53
SCHÉMA DIRECTEUR TECHNIQUE	54
COMPLÉMENTS GÉOTHERMIE.....	54
DOCUMENTS À TRANSMETTRE AUX PRENEURS	54
DOCUMENTS DE CONTEXTE DU PROJET DE RÉSEAU SACLAY	54
DOCUMENTS COMPLÉMENTAIRES	55
ANNEXE 7 : BIBLIOGRAPHIE	56
ANNEXE 8 : VALEUR TUTÉLAIRE DU CARBONE.....	57
ANNEXE 9	59

Table des figures

Figure 1 : Schéma de fonctionnement du réseau de chaleur et de froid.....	11
Figure 2 : comparaison des coûts cumulés pour le bâtiment A de l'Ecole Centrale Paris	15
Figure 3 : comparaison des coûts cumulés pour un logement (M€ ₂₀₁₅ TTC).....	16
Figure 4 : comparaison des coûts cumulés pour l'ensemble des preneurs (M€ ₂₀₁₅ TTC)	17
Figure 5 : Simulation des flux annuels de trésorerie cumulés (après impôts et service de la dette) pour le gestionnaire du réseau de chaleur	18

Sommaire des tableaux

Tableau 1 : programme prévisionnel des surfaces de plancher construites.....	8
Tableau 2 : opérations prévues en phase 1 et 2	9
Tableau 3 : Assimilation de chaque opération à l'un des deux cas types	16
Tableau 4 : Hypothèses d'évolution des prix.....	32
Tableau 5 : Evaluation dans l'intérêt général des dépenses actualisées l'année initiale (M€ ₂₀₁₅)	32
Tableau 6 : Résultats des tests de sensibilité, écart entre le cas 2 et le cas 1 en M€ ₂₀₁₅	34
Tableau 7 : Résultats des tests de sensibilité, écart entre le cas 2 et le cas 1 en %	35
Tableau 8 : répartition par typologie d'usage des bâtiments en 2021	41
Tableau 9 : données des premiers bâtiments raccordés de 2016 à 2018.....	42
Tableau 10 : valeurs-clés des établissements d'enseignement supérieur et de recherche.....	43
Tableau 11 : Résultats des tests de sensibilité dans le cas 1 « avec réseau de chaleur » (M€ ₂₀₁₅)	59

Avertissement

Un rapport d'étape a été rédigé le 9 décembre 2014, pour répondre à une demande de l'EPPS qui, en vue d'une réunion du comité de suivi du réseau de chaleur prévue le 10 décembre 2014, avait souhaité disposer pour cette date d'un avis préliminaire de l'expertise indépendante, sur la pertinence technico-économique du projet.

Le présent rapport vise à répondre à une demande de l'EPPS qui, en vue d'une réunion de son Conseil d'Administration du 6 mars 2015, a souhaité disposer d'une version actualisée de l'expertise indépendante.

Le rapport s'appuie sur le schéma de référence technique et économique défini préalablement à la consultation CREM et la documentation répertoriée en annexe 5.

Les éléments chiffrés et analyses économiques présentés dans ce rapport ne peuvent donc pas prendre en compte les résultats de la consultation CREM.

Déroulement de la contre-expertise

A partir du dossier initial fourni en octobre 2014 par l'EPPS, les experts ont formulé des questions et obtenu des compléments substantiels le 1^{er} décembre 2014.

L'EPPS a autorisé les experts à rencontrer l'entreprise Tilia, AMO de l'établissement public, qui a accepté de mettre son tableur à disposition des experts. Plusieurs réunions ont été organisées avec l'EPPS ou TILIA, qui ont permis de recueillir de nouveaux documents ou de nouvelles versions du tableur les 4 décembre, les 16, 19 et 30 janvier puis les 1^{er}, 11, 13 et 23 février 2015.

Les experts ont apprécié cette attitude d'ouverture de l'EPPS et ont eu pour souci de compléter et mettre en valeur les résultats déjà présents dans le tableur de TILIA pour qu'il fournisse également des valorisations des gains de carbone et les incidences fiscales pour l'Etat afin de faire procéder à l'évaluation socio-économique du projet du point de vue de d'intérêt général. Les experts ont également souhaité auditionner, en présence de l'EPPS, 2 « preneurs² » du réseau de chaleur, à savoir l'Institut Mines Telecom et l'ENS Cachan le 10 décembre 2014.

Ils remercient les représentants de ces deux établissements qui ont expliqué leur compréhension des incidences du réseau de chaleur.

Cette discussion a été un temps prolongée avec le bureau d'études qui accompagne l'ENS Cachan et recourt à un tableur pour comparer le coût d'une solution autonome déjà très étudiée et le coût du recours au réseau de chaleur et de froid.

Conscients de n'avoir pu aller jusqu'au bout de cette discussion, les experts et le CGI se tiennent à disposition de l'EPPS et des établissements pour favoriser le rapprochement des estimations de coût par un échange approfondi sur la description technique des deux solutions puis par l'homogénéisation des hypothèses économiques et fiscales.

² Terme utilisé par l'EPPS et repris dans le présent rapport pour désigner les maîtres d'ouvrages distincts des différentes opérations nouvelles de construction dans le périmètre des deux ZAC.

Présentation résumée du dossier

Introduction

Le projet examiné se situe dans le cadre de l'aménagement du Plateau de Saclay.

Les opérations d'aménagement du Plateau de Saclay sont inscrites parmi les opérations d'intérêt national (OIN), par un décret du 3 mars 2009.

La loi du 3 juin 2010 relative au Grand Paris consacre son titre VI aux « dispositions relatives à la création d'un pôle scientifique et technologique sur le Plateau de Saclay »³, dont « l'établissement public de Paris-Saclay » (EPPS) est chargé d'assurer « l'impulsion et de coordonner le développement, ainsi que le rayonnement international ».

« L'ambition du Pôle scientifique et technologique Paris-Saclay est d'inscrire Paris sur la carte des premiers hubs mondiaux de l'économie de la connaissance. Fondé sur l'interaction étroite et fluide entre l'enseignement supérieur, recherche publique et privés, grandes entreprises et *start-ups*, Paris-Saclay est un moteur pour le renouveau de l'industrie française et européenne »⁴. « En étroite collaboration avec l'EPPS, la Fondation de Coopération scientifique Campus Paris-Saclay préfigure la future Université Paris-Saclay, dont les membres fondateurs sont Agro ParisTech, CEA, CNRS, Ecole Centrale Paris, ENS Cachan, Ecole Polytechnique, ENSAE ParisTech, ENSTA ParisTech, HEC Paris, IHES, INRA, INRIA, Institut Mines-Télécom, IOGS, ONERA, Supélec, Systematic, Synchrotron Soleil, Université Paris-Sud, Université Versailles-Saint-Quentin-en -Yvelines, UniverSud Paris ». « La mise en œuvre de ce grand projet académique est soutenue et financée par plusieurs programmes des Investissements d'Avenir et le Plan Campus »⁵.

« Les dimensions sociale et territoriales constituent un second pilier, qui vient compléter le premier pilier scientifique et industriel et est une des conditions de sa réussite⁶ ». Un véritable projet urbain vise à créer « un modèle urbain au service de tous : habitants, salariés, chercheurs, étudiants, visiteurs⁷ », en créant des véritables quartiers attractifs, avec une offre complète de logements (pour les familles, les étudiant, et des résidences hôtelières), des commerces, des équipements. Cette grande opération d'aménagement est portée par l'EPPS et les collectivités locales. Elle fait l'objet du Contrat de développement Territorial (CDT) Paris-Saclay Territoire Sud, dont les partenaires sont : la Communauté d'agglomération du plateau de Saclay (CAPS) ; les 7 communes directement concernées : Palaiseau, Gif-sur-Yvette, Orsay, Bures-sur-Yvette, Les Ulis, Saint-Aubin et Saclay ; l'État ; le Conseil général de l'Essonne ; la Région Île-de-France ; la procédure préalable à l'entrée en vigueur de ce CDT approche de son terme.

³ Ce Pôle scientifique et technologique est l'héritier d'une longue histoire : voir « Paris-Saclay, Terre de science », journal n°1 de l'exposition Paris-Saclay, novembre 2014, EPPS.

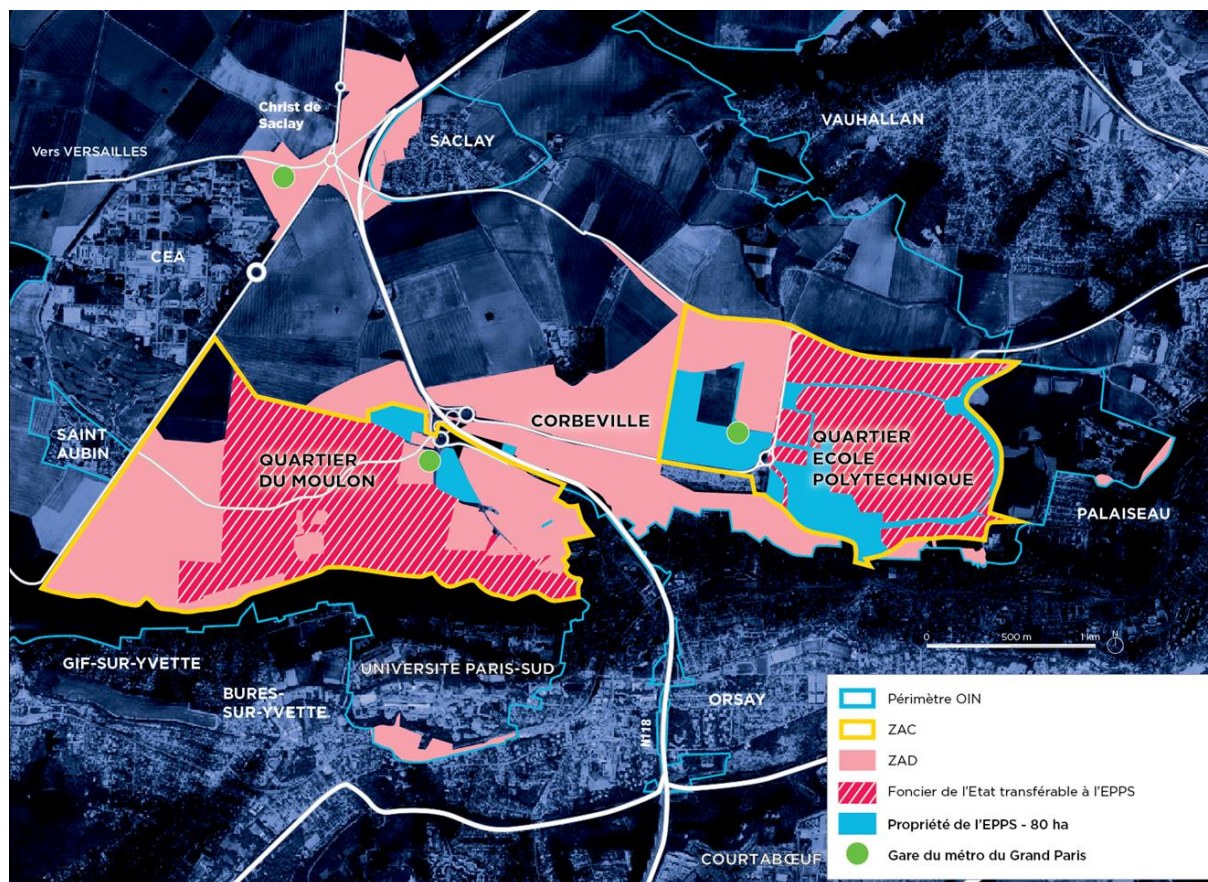
⁴ Source : site EPPS

⁵ Source : site EPPS « Université de rang mondial ».

⁶ Source : site EPPS

⁷ Source : site EPPS

Dans cette perspective ont été créées deux zones d'aménagement concerté (ZAC) : **la ZAC du quartier de l'Ecole Polytechnique et le ZAC du Moulon**, qui ont fait l'objet d'arrêtés préfectoraux approuvant leur création et de délibérations du Conseil d'Administration de l'EPPS en approuvant le dossier de réalisation. Le périmètre de ces deux ZAC est représenté sur le plan ci-dessous.



Le programme prévisionnel de ces ZAC couvre des surfaces de plancher d'environ 1 700 000 m², selon la répartition (susceptible d'adaptations) indiquée dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 : programme prévisionnel des surfaces de plancher construites

Type de programme	ZAC du quartier de l'Ecole Polytechnique*	En m ² de surface de plancher	
		ZAC du Moulon**	Total
Enseignement supérieur et recherche	196 000	350 000	546 000
Activités économiques	360 000	200 000	560 000
Logements étudiants	78 000	90 000	168 000
Logements familiaux	200 000	180 000	380 000
Equipements, services, commerces	36 000	50 000	86 000
Total	870 000	870 000	1 740 000

*Source : « Le quartier de l'Ecole Polytechnique » (mars 2014), EPPS

**Source : « Le projet urbain du Moulon » (mars 2014), EPPS

Ce programme est prévu pour se dérouler sur 15 ans (de 2015 à 2030), mais il comporte une première phase allant jusqu'à 2021 inclus et portant au total sur environ 800 000 m² de plancher.

Le projet sous revue concerne le réseau de chaleur et de froid sur chacune des deux ZAC

« L'EPPS s'est attachée à définir une stratégie environnementale globale, en partenariat avec la CAPS, en associant la Fondation de Coopération Scientifique et en échange constant avec les services et établissements publics de l'État compétents ».⁸

L'alimentation des deux ZAC en chaleur et en froid est une composante importante de cette stratégie.

Le projet sous revue porte sur la conception, la réalisation, le fonctionnement, l'entretien, la maintenance et la gestion de cette composante.

Les besoins en chaud et en froid des différents preneurs⁹ sont résumés dans le tableau 2 qui suit. Des tableaux en annexe 1 détaillent les valeurs clés pour les bâtiments selon leur type, pour les premiers bâtiments raccordés de 2016 à 2018 et enfin pour les établissements d'enseignement supérieur et de recherche.

Tableau 2 : surfaces programmées à ce jour pour les opérations prévues en phase 1 et 2

	Surface (m ²)	Puissance installée (kW)			Consommation (MWh)		
		Chaud	ECS ¹⁰	Froid	Chaud	ECS	Froid
Phase 1 2015-2021	790 661	39 563	4 100	13 827	30 267	11 869	10 586
Phase 2 2022-2027	522 452	25 290	1 862	9 710	10 094	5 616	4 729
Cumul	1 313 113	64 853	5 962	23 538	43 361	17 484	15 314

Source : tableur EPPS au 16 février 2015

Restent à programmer au cours de la phase 2 : 426 887 m².

Le projet est inspiré par la préoccupation de lutter contre le réchauffement climatique. « L'épuisement des énergies fossiles et l'augmentation croissante des émissions de gaz à effet de serre doit amener à trouver de nouvelles solutions à l'approvisionnement en énergie. Il s'agit d'exploiter au mieux le potentiel en énergies renouvelables du site afin de réduire au minimum l'approvisionnement en énergies fossiles à l'échelle des deux ZAC »¹¹.

Ces orientations font partie intégrante de la « démarche Eco-Territoire, qui constitue un axe structurant du Contrat de Développement Territorial¹² » précité. Elles s'inscrivent dans la politique du Gouvernement en faveur de la transition énergétique.

Les grands principes de l'aménagement en matière d'énergie sont ainsi définis¹³ :

⁸ « Réseau de chaleur et de froid / Dossier technique et économique », EPPS (15 octobre 2014), page 5.

⁹ Rappel : terme utilisé par l'EPPS et repris dans le présent rapport pour désigner les maîtres d'ouvrages distincts des différentes opérations nouvelles de construction dans le périmètre des deux ZAC.

¹⁰ Eau chaude et sanitaire

¹¹ Cahier des prescriptions environnementales du Quartier Joliot Curie – par exemple – 12 décembre 2011.

¹² Réseau de chaleur et de froid, dossier technique et économique, EPPS, 15 octobre 2015.

¹³ Cahier des prescriptions architecturales, urbaines, paysagères, environnementales et techniques, extrait par exemple des prescriptions particulières relatives à l'Institut Mines Télécom.

- « la sobriété et la performance énergétique des bâtiments
- « l'innovation au service de la transition énergétique
- « la production d'énergie locale renouvelable
- « la gestion intelligente des flux énergétiques ».

Objectifs et performances environnementales concernant les bâtiments à construire sur les deux ZAC

Au titre de la sobriété et des performances énergétiques, pour l'ensemble des cinq usages visés par la Réglementation Thermique (à savoir : chauffage, refroidissement, éclairage, production d'eau chaude sanitaire (ECS), auxiliaires tels que pompes et ventilateurs), il est formellement demandé par l'EPPS aux opérations « tertiaire » ou « enseignement » d'atteindre la cible de la certification HQE¹⁴ au niveau Performant (RT2012 -10 %), tout en étudiant l'opportunité d'atteindre le niveau Très Performant (RT2012 -30 %), et pour les logements, d'obtenir le label Effinergie + (RT2012 -20 %)¹⁵.

Cependant nombre d'opérations comportent des usages « extraréglementaires », notamment des énergies de *process* et des demandes importantes de froid.

L'EPPS fixe à ce titre dans un Cahier des prescriptions environnementales applicables à chaque ZAC la « performance énergétique globale » à atteindre. « Les bâtiments doivent être exemplaires et présenter des consommations d'énergie réduites au maximum pour limiter leur impact environnemental »¹⁶. Extraits :

- « Pour la production de chaleur, la solution mise en place devra assurer plus de 80 % des besoins de chaleur via une énergie renouvelable ou de récupération ou la mise en place de pompes à chaleur performantes à condition, puisant de l'énergie à plus de 80 % renouvelable ou de récupération¹⁷.»
- « Dans le cas de *process* fortement émetteurs de chaleur (serveurs, production de froid...), sauf impossibilité, au moins 50 % des dégagements de chaleur devront être valorisés¹⁸.»

Grandes lignes du projet « réseau de chaleur et de froid Paris-Saclay »

Extrait du Dossier technique et économique (EPPS, 15 octobre 2014)

A. Principes généraux

La solution technique développée est basée sur un réseau d'eau tempérée, alimentée par géothermie sur la nappe de l'Albien, irrigant l'ensemble de la ZAC et offrant ainsi une possibilité

¹⁴ Haute Qualité environnementale.

¹⁵ Réseau de chaleur et de froid de Paris-Saclay, Dossier technique et économique (EPPS, 15 octobre 2014, 45 pages), page 6.

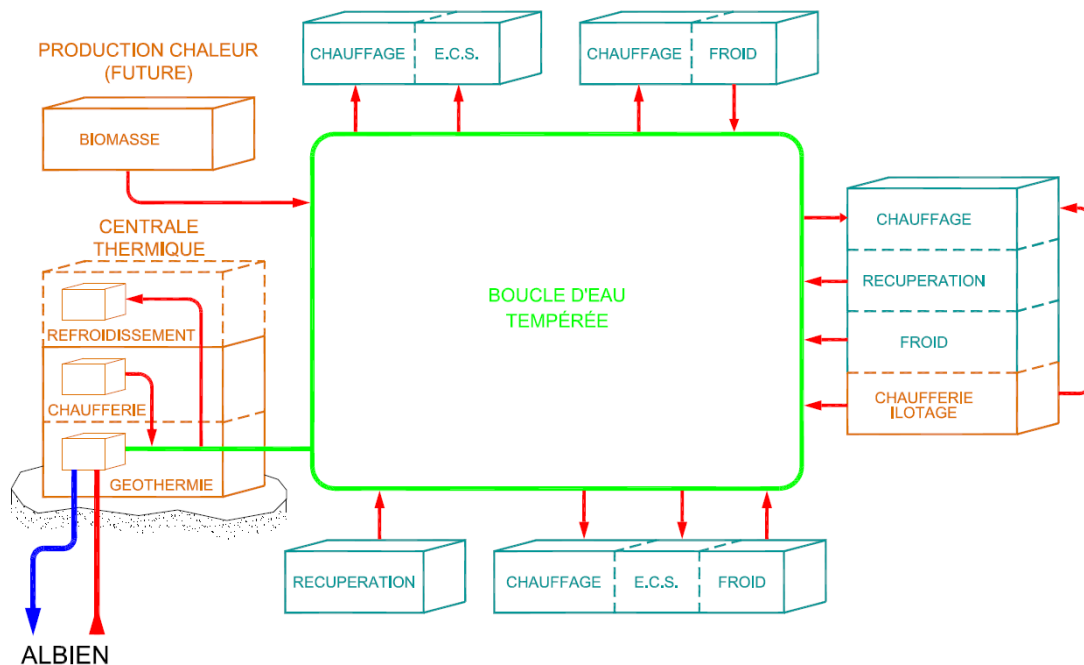
¹⁶ Par exemple, Cahier des prescriptions environnementales du Quartier Joliot Curie-Moulon (12/12/2011), page 3.

¹⁷ Par exemple, Cahier des prescriptions environnementales du Quartier Joliot Curie-Moulon (12/12/2011), page 5.

¹⁸ Idem.

de raccordement à chacun des lots, de fourniture de chaud et de froid grâce à des sous-stations d'échanges.

Figure 1 : Schéma de fonctionnement du réseau de chaleur et de froid sur ressource géothermique de la nappe de l'Albien



B. Présentation de la solution technique globale

Un réseau d'eau tempérée circulera sur chacune des deux ZAC. Ce réseau sera réchauffé grâce à un forage géothermique¹⁹ sur la nappe de l'Albien, et en appoint par des chaufferies gaz. Ce réseau permettra également le rejet des calories issues de productions frigorifiques grâce à des installations centralisées d'évacuation de la chaleur. Enfin il permettra la récupération d'énergie fatale dégagée par certains bâtiments (*process*, évacuation de chaleur par les groupes frigorifiques...) et sa valorisation au sein d'autres bâtiments.

Des pompes à chaleur (PAC) placées au sein des bâtiments permettront de puiser et/ou rejeter des calories dans le réseau de manière à assurer les besoins de chaleur, eau chaude sanitaire (ECS) et froid. Pour la production d'ECS, des PAC haute température seront prévues, ainsi qu'un stockage permettant de limiter la puissance installée.

En outre des chaufferies gaz décentralisée permettront :

- d'assurer l'appoint en période de pointe, en alimentant directement les bâtiments de l'îlot et éventuellement le réseau ; cela permettra d'éviter l'installation de pompes à chaleur supplémentaires pour des périodes d'utilisation très courtes ;
- d'assurer un secours en cas de défaillance du réseau ;
- éventuellement d'assurer l'appoint pour la production d'ECS à la place des PAC haute température, le préchauffage étant réalisé par des PAC standard.

¹⁹ Il s'agit plus précisément d'un « doublet », un forage servant à pomper l'eau de la nappe et un autre à la réinjecter.

Les pompes à chaleur et chaufferies gaz seront mises en place puis gérées de manière globale par l'opérateur afin d'optimiser les flux énergétiques en tenant compte des différents usages dans une logique « *Smart Grid* », et en utilisant au mieux des installations de stockage qui seront également placées dans les bâtiments. À terme, le pilotage permettra également de tenir compte des contraintes sur le réseau électrique dans le cadre du futur « *Smart Grid* » énergétique, le « *Smart Energy Paris-Saclay* ». Ainsi, le foisonnement des besoins, la mutualisation des moyens de production, l'effacement possible de certains preneurs profitant de leurs inerties permettront d'optimiser la consommation énergétique de l'ensemble.

Dans certaines zones ne présentant que des besoins de chaleur (à l'échelle de quelques îlots), le réseau d'eau tempérée pourra être remplacé localement par un réseau de chaleur avec production centralisée.

Dans le cadre du développement du réseau et des phases ultérieures de l'aménagement (après 2021), suivant l'énergie disponible sur la boucle géothermale, des systèmes de production complémentaires pourront alimenter la boucle tempérée telles des systèmes de récupération d'énergie fatale, une unité de méthanisation, une chaufferie biomasse...

C. Synergie, mutualisation et gestion énergétique globale

L'ensemble des installations seront gérées dans une logique globale afin d'optimiser les flux énergétiques en fonction des différents usages, des flexibilités et des inerties des bâtiments (foisonnement, échanges, récupération ou stockage, secours, etc.). Ce mode de fonctionnement n'est possible que grâce à une gestion centralisée du réseau et à une mutualisation des installations de stockage et de secours éventuels.

Exemples de gestion globale de l'énergie :

- Afin de répondre au pic d'appel d'ECS le matin, un stockage est installé en sous-station. Celui-ci est chargé la nuit alors que les besoins sont plus faibles.
- Une optimisation du stockage et de la production instantanée d'ECS en mutualisant des profils de besoins différents (restauration et logements).
- Afin d'éviter le pic d'appel de puissance électrique dû aux bâtiments de logement collectifs le soir (vers 18-19h00), le chauffage des bâtiments tertiaires et d'éducation (peu occupés ou vides à ces horaires) est mis en veille. Grâce à l'inertie thermique de leurs enveloppes, l'impact sur les usagers est très faible.
- En sous station, lorsque la production d'ECS doit être mise en marche, la production de chauffage peut être réduite afin d'éviter les pics de consommation électrique. Là encore, du fait de l'inertie thermique des bâtiments, l'impact sur les usagers sera très faible.

D. Performance environnementale du réseau de chaleur : taux de couverture EnR²⁰ et émissions de CO₂

Les études de faisabilité effectuées permettent de garantir à ce jour la performance environnementale minimale suivante :

<u>Taux de couverture EnR :</u>	<u>Emissions de CO₂ :</u>
Chaud > 50 %	Chaud < 100 g CO ₂ /kWh
Froid > 30 %	Froid < 60 g CO ₂ /kWh

E. Le coefficient McGes associé au réseau de chaleur

Le réseau de chaleur de Paris-Saclay fera l'objet du dépôt d'un *Titre V Réseau*²¹ qui permettra de valider et reconnaître la performance environnementale du réseau de chaleur et de la valoriser (notamment grâce au facteur McGes explicité ci-dessous).

²⁰ Energies renouvelables

²¹ Voir « Note sur le traitement des cas particuliers dans la réglementation thermique des bâtiments neuf », Ministère de l'Égalité des Territoires et du Logement et Ministère de l'Écologie et du Développement Durable et de l'Énergie, 13 février 2010.

Dans le cadre de l'application de la Réglementation Thermique, la procédure dite de Titre V permet d'obtenir l'agrément d'une valeur de contenu CO₂ pour un réseau de chaleur ou de froid pour lequel l'arrêté du 15 septembre 2006 n'a pas de valeur de référence (nouveau réseau ou réseau dont le mix énergétique évolue).

Le raccordement à un réseau de chaleur permet de bénéficier d'un « droit à consommer » supplémentaire traduit dans le calcul règlementaire par le facteur McGes.

Ce droit à consommer supplémentaire porte sur l'ensemble des usages dits règlementaires: la production de chaud et le refroidissement, les consommations d'eau chaude sanitaire et d'éclairage et celles liées aux différents auxiliaires (la ventilation représentant une part importante).

Pour les maîtres d'ouvrage de bâtiments du campus, le raccordement à un réseau de chaleur performant permet d'éviter des surcoûts liés à des objectifs de performance énergétique du bâtiment difficilement atteignables.

Fin de l'extrait du Dossier technique et économique (EPPS, 15 octobre 2014)

Dispositions économiques et financières du projet

Note préliminaire : les investissements sont décomposés par l'EPPS en deux catégories :

- Investissements de catégorie A :
 - pompes à chaleur (PAC) et sous-station
 - transformateurs en sous-station
 - chaufferies gaz décentralisées
 - chaufferie centrale d'appoint et secours
- Investissements de catégorie B :
 - géothermie et équipements associés
 - réseau tempéré
 - aérocondensateurs centralisés
 - études préalables du projet

Coût d'investissement du projet

Pour la première phase d'aménagement des deux ZAC, les investissements ont été évalués, avant la consultation en cours, à 46,8 M€₂₀₁₅ HT qui se décomposent en :

Géothermie et équipements associés	10,4 M€ ₂₀₁₅
Pompe à chaleur et sous-station	12,3 M€ ₂₀₁₅
Transformateur sous-station	3,5 M€ ₂₀₁₅
Réseau tempéré + puits + chaufferies gaz décentralisées	12,8 M€ ₂₀₁₅
Chaufferies gaz décentralisées	1,5 M€ ₂₀₁₅
Chaufferie centrale Appoint / secours	1,1 M€ ₂₀₁₅
Aérocondensateurs centralisés	0,4 M€ ₂₀₁₅
Etudes préalables au projet	4,8 M€ ₂₀₁₅

et notamment :

- Annexe 1, Extrait de l'Arrêté du 26 octobre 2010 relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences des performances énergétiques des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments, « Titre V-Cas particuliers »,
- Annexe 2 « Dossiers d'étude pour les cas particuliers », « 3. Demande pour un réseau de chaleur ou de froid.

Toutefois, à titre de précaution, c'est un coût total d'investissement de 54 M€₂₀₁₅ TTC, correspondant au montant de la deuxième meilleure des offres remises par les candidats lors de cette consultation, que l'EPPS a retenu pour établir les tarifs ci-après, sur la base desquels ont été effectuées les évaluations présentées dans la suite du présent rapport.

Tarifs hors TVA applicables aux preneurs

Hypothèses fournies par l'EPPS en date du 11 février 2015, susceptibles d'être adaptées à la suite de la signature du contrat de CREM actuellement en cours de négociation :

- R₀ redevance de raccordement, relative aux investissements de catégorie A.

S'applique à la puissance souscrite (somme des puissances de chaud+ ECS+ froid)

- Eau Chaude Sanitaire (ECS) : 462 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
- Froid : 777 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
- Chaud : 420 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit

S'applique uniquement sur le chaud résiduel s'il y en a (chaud – 1,3 x froid)

Nota : le traitement fiscal²² est supposé celui d'un remboursement d'avance de trésorerie, non soumis à IS.

- R₁ tarif de consommation, proportionnel à la consommation d'énergie des preneurs :

31,55 €₂₀₁₅ HT/MWh

Il s'agit d'un tarif moyen toutes énergies confondues (chaud, ECS, froid). La tarification détaillée distinguera les différentes formes d'énergie et définira un système de bonus-malus, pour tenir notamment compte de la saisonnalité et de la simultanéité. Les établissements d'enseignement supérieur et de recherche, en fonction de leur structure de consommation, bénéficieront *a priori* d'un prix moyen plus bas.

- R₂ redevance d'abonnement sur la somme des puissances de chaud + ECS + froid :

- R₂₁ + R₂₂ + R₂₃ : 37 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
R₂₁ rémunérant les consommations fixes du réseau,
R₂₂ rémunérant les charges de conduite et de maintenance courante du réseau,
R₂₃ rémunérant les charges de maintenance lourde et de renouvellement du réseau.
- R₂₄ : 25,3 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
terme rémunérant par annuité constante les investissements de catégorie B, supposés financés à 90 % sur emprunt avec les hypothèses suivantes :
taux d'intérêt 3,25 % par an durée 23 ans dont 3 ans de grâce.

Comparatif des coûts globaux cumulés pour les preneurs

La comparaison des coûts globaux cumulés supportés par les preneurs est établie en appelant ci-après :

Cas 1 : le cas du projet « avec réseau de chaleur »²³, tel que décrit ci-dessus.

Cas 2 : le cas « sans projet de réseau de chaleur », où chaque preneur pourvoirait de façon autonome à ses propres besoins de chaud et de froid, en respectant les prescriptions de l'EPPS en matière de performances environnementales (certification HQE Performant ou label Effinergie +, consommation totale d'énergie, proportion d'énergie renouvelables, valorisation de la chaleur de *process*, émissions de CO₂).

²² Source : Note financière relative au Business Plan AMO (Tilia, révision 1 du 22 septembre 2014, 22 pages), page 17.

²³ Appellation raccourcie utilisée ici et par la suite pour « réseau de chaleur et de froid »

S'agissant des coûts supportés par chacun des preneurs, il y a lieu de tenir compte de la TVA applicable, qui est différente dans les deux cas :

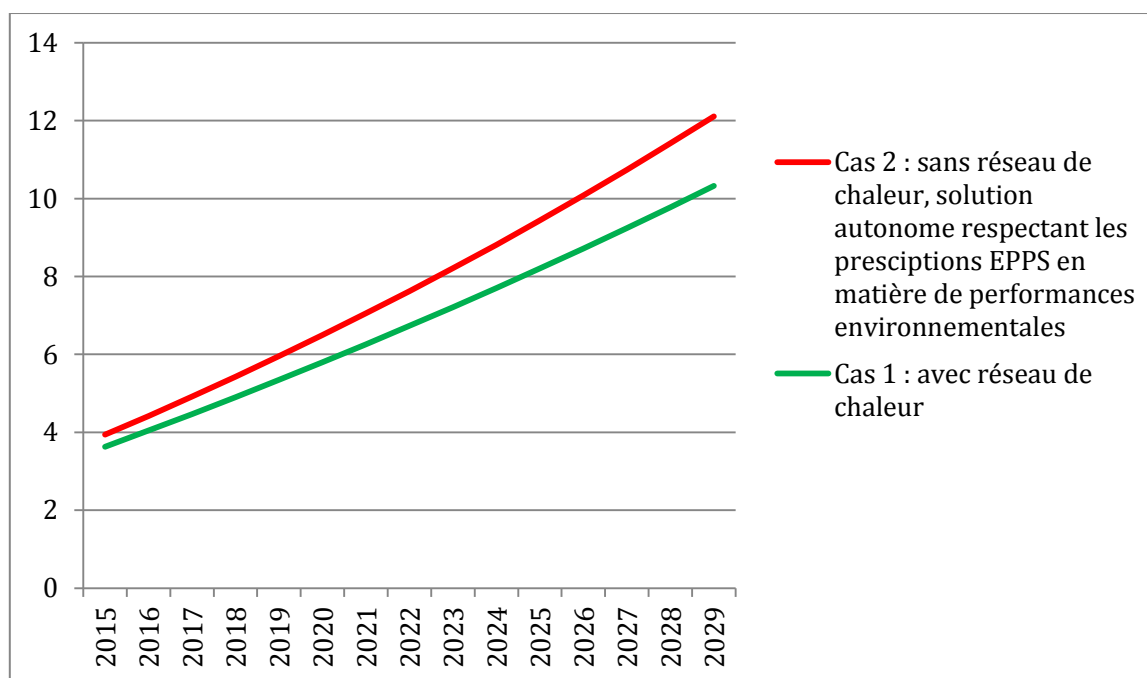
- dans le cas 2, le taux de TVA de 20 % est supposé s'appliquer tant aux dépenses d'investissement que de consommation d'énergie supportées directement par chaque preneur ;
- dans le cas 1, basé sur un raccordement à un réseau de chaleur dont la chaleur distribuée est produite à au moins 50 % par une source d'énergie renouvelable, à savoir ici l'eau de la nappe de l'Albien, le taux de TVA applicable est de 5,5 %, en vertu des dispositions de l'article 278-0 du Code général des Impôts ; toutefois, le taux de TVA de 20 % est maintenu à titre conservatoire sur la redevance de raccordement R₀, dans l'attente d'une clarification de son régime fiscal.

Les comparaisons présentées ci-après portent sur la simulation par l'EPPS des coûts annuel TTC cumulés sur 30 ans, dans les cas 1 et 2. Elles sont fournies sous forme de courbes ; les tableaux sont joints en annexe 2.

L'EPPS a simulé deux cas particuliers : celui du bâtiment A de l'Ecole Centrale de Paris²⁴ (figure2) et celui d'un logement (figure 3).

La figure 2 relative à l'Ecole Centrale indique que le coût TTC cumulé supporté par le preneur du cas 1 « avec réseau » est toujours inférieure à celle du cas 2 « sans réseau » et que cet écart est croissant au cours du temps. Au terme de la période, le coût cumulé TTC du cas 1 est inférieur de 23 % à celui du cas 2.

Figure 2 : comparaison des coûts cumulés pour le bâtiment A de l'Ecole Centrale Paris (M€₂₀₁₅ TTC)

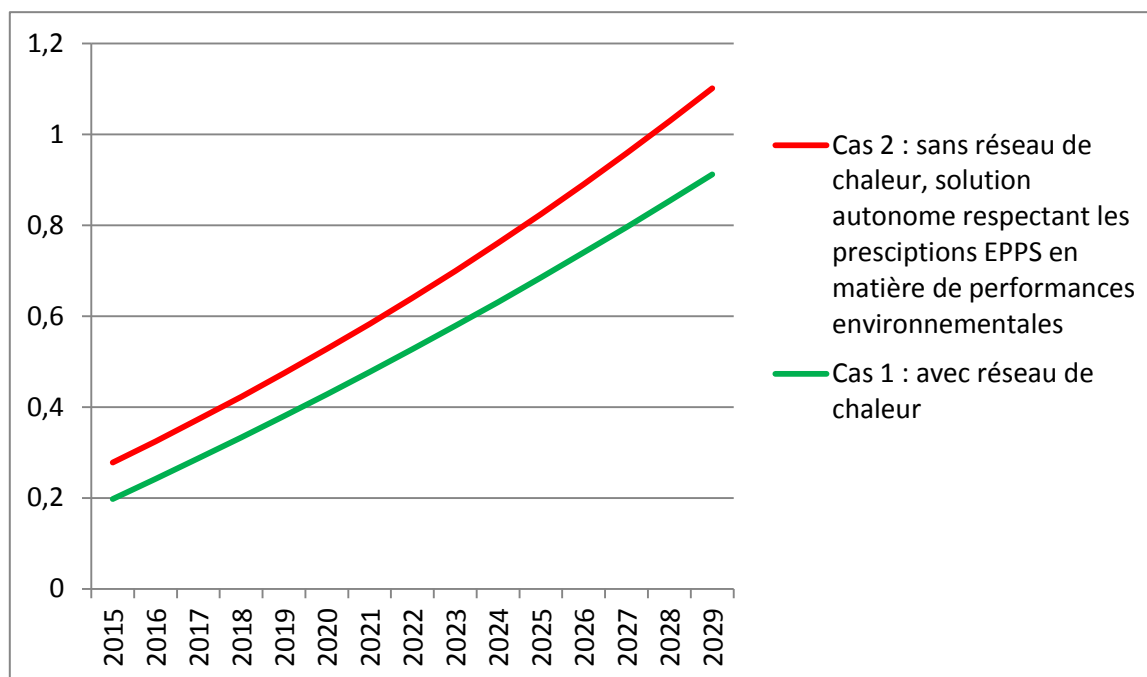


Source : experts à partir du tableur EPPS au 23 février 2015, données explicitées en annexe 2

²⁴ Le projet de l'Ecole Centrale Paris distingue un bâtiment A construit en MOP et un bâtiment BBB qui fait l'objet d'un contrat de partenariat.

La figure 3 relative à un logement conduit à un résultat similaire : le coût TTC cumulée supporté par le preneur du cas 1 « avec réseau » est toujours inférieure à celle du cas 2 « sans réseau » et que cet écart est croissant au cours du temps. Au terme de la période, le coût cumulé TTC du cas 1 est inférieur de 23% à celui du cas 2.

Figure 3 : comparaison des coûts cumulés pour un logement (M€₂₀₁₅ TTC)



Source : experts à partir du tableau EPPS au 23 février 2015, données explicitées en annexe 3

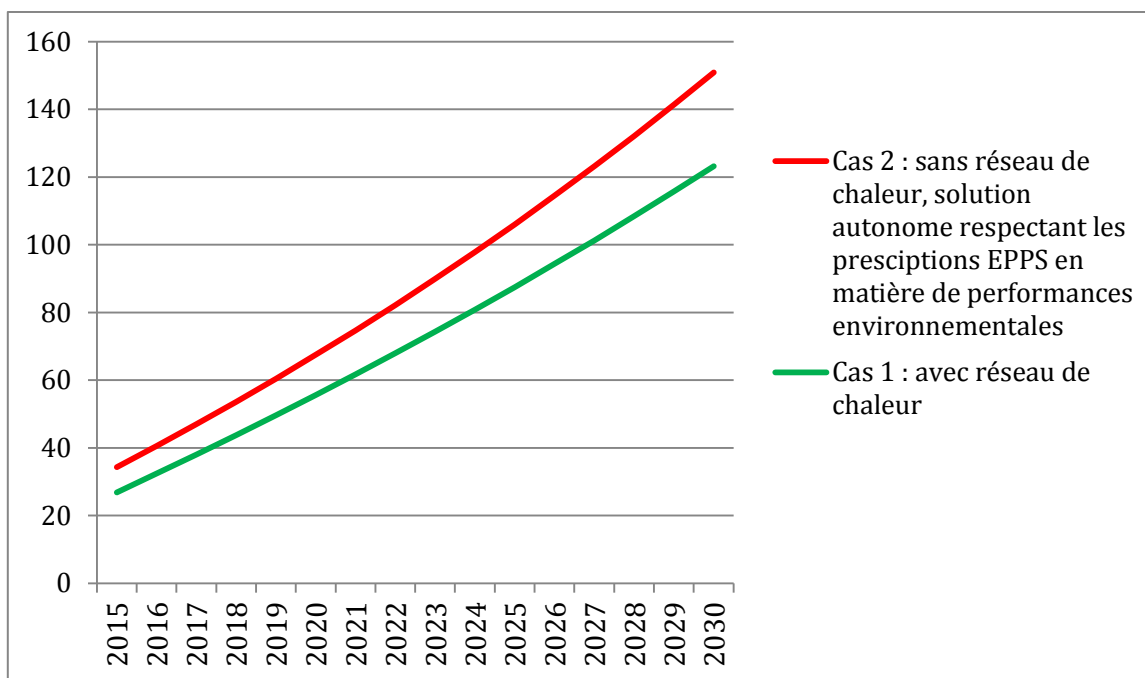
A partir de ces deux exemples pris comme cas types, l'EPPS a simulé les coûts TTC cumulés agrégés, pour l'ensemble des preneurs concernés, en assimilant pour ce qui est des coûts unitaires TTC concernant les divers postes de dépense (par kW souscrit, par MWh consommé, etc.) chacune des opérations à celle de l'un ou l'autre de ces deux types, comme indiqué dans le tableau qui suit. En effet, les divers projets sont actuellement à des stades d'avancement sensiblement différents et on ne dispose pas pour chacun d'eux d'une estimation aussi fine des coûts unitaires que pour les deux cas précités ; cette méthode d'assimilation à l'un ou l'autre des cas types apparaît dès lors comme une première approximation, acceptable au stade actuel, et qui devra être affinée ultérieurement, au fur et à mesure de la mise au point de chaque projet.

Tableau 3 : assimilation de chaque opération à l'un des deux cas types

Nombre d'opérations d'ici 2021	assimilés :	
	au type Ecole Centrale	au type Logement
Bureaux		1
Commerces	8	
Crèche		1
Développement économique		7
Enseignement	3	
Enseignement supérieur	13	
Equipement	2	
Equipement sportif	2	
Hôtel		1
Laboratoire	1	
Logement étudiant		20
Logement familial		18
Restauration	5	
Total	34	48

La figure 4 représente le coût TTC cumulé agrégé, supporté par l'ensemble des preneurs pris en compte. Comme les deux cas types, elle indique que la courbe du cas 1 « avec réseau » est toujours inférieure à celle du cas 2 « sans réseau » et que cet écart est croissant au cours du temps. Au terme de la période, le coût cumulé TTC agrégé du cas 1 est inférieur de 23 % à celui du cas 2.

Figure 4 : comparaison des coûts cumulés pour l'ensemble des preneurs (M€₂₀₁₅ TTC)



Source : experts à partir du tableur EPPS au 23 février 2015, données explicitées en annexe 4

Organisation institutionnelle

La première phase du réseau de chaleur et de froid de Paris-Saclay sera mise en œuvre sous la responsabilité directe de l'EPPS²⁵ qui, agissant en tant qu'entité adjudicatrice, confiera une mission associant conception, réalisation, exploitation ou maintenance (CREM) à l'attributaire d'un marché, dans le cadre d'une procédure négociée avec publicité et mise en concurrence préalables, sur le fondement de l'article 168-2 du code des marchés publics. Cette procédure d'attribution de la CREM est en cours. La CREM est prévu pour une durée de 7 ans.

Au terme de ce contrat, il est prévu que « le rôle de l'EPPS s'achève, par un transfert du réseau à la CAPS, qui en confie la gestion à un délégataire de service public²⁶ ».

Business Plan pour l'institution (EPPS/CAPS)

L'EPPS a simulé²⁷ la chronique sur 30 ans du produit et des charges du gestionnaire du réseau de chaleur tel que décrit ci-dessus, sans distinction entre la première période qui est celle du CREM et la période suivante.

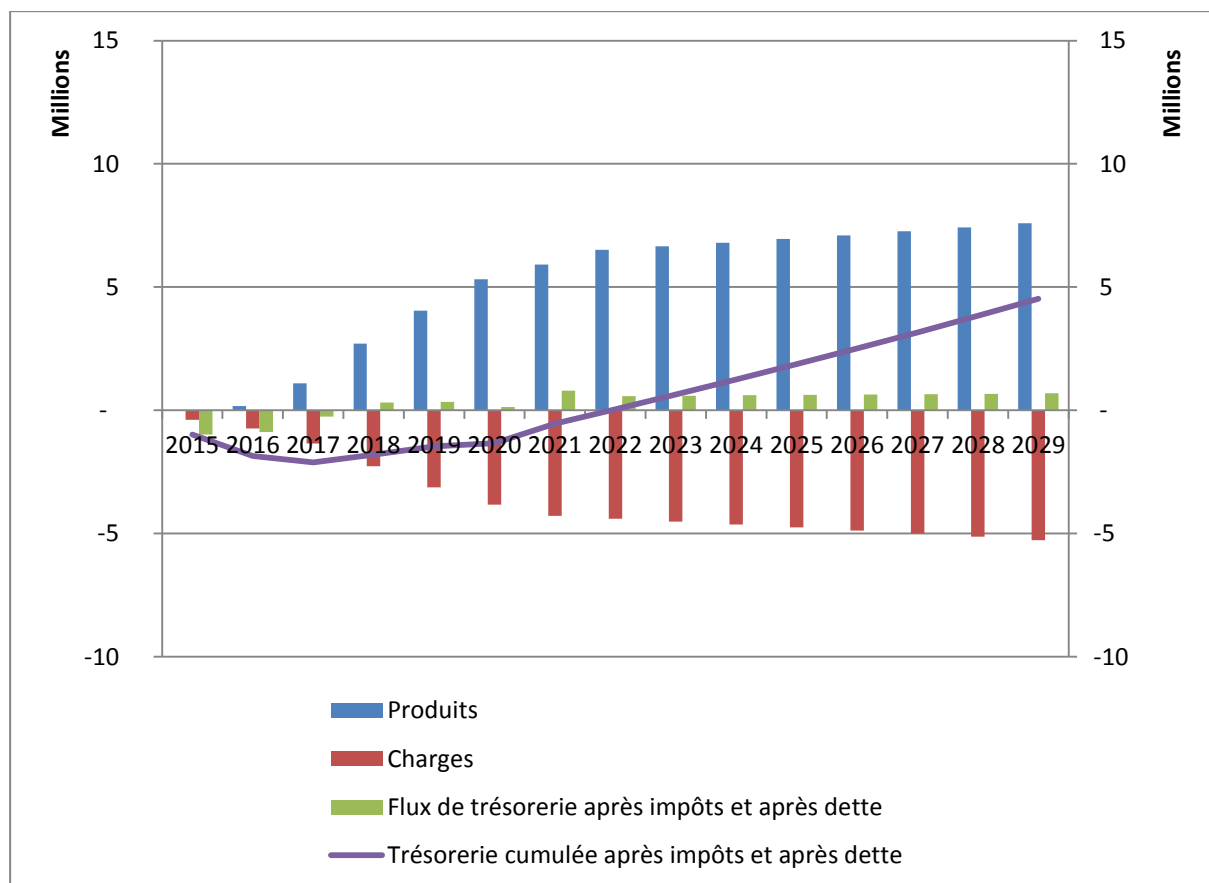
²⁵ Source : EPPS, Marché de conception, réalisation, exploitation et maintenance d'un réseau de chaleur et de froid, Règlement de la consultation (RC).

²⁶ Source : EPPS, Réseau de Chaleur du Campus Paris-Saclay, Présentation.

²⁷ Source : Modèle économique, février 2015.

La figure 5 ci-après simule, du point de vue du gestionnaire du réseau de chaleur, l'évolution de la trésorerie (flux annuels cumulés), après impôts et après service de la dette (charges annuelles d'intérêt et remboursement du principal). Le flux de trésorerie est négatif entre 2015 et 2017 ; à cette date, la trésorerie passe par un creux extrême de - 2,1 M€. Elle se redresse ensuite avant de se redresser progressivement et devient positive à partir de 2022, puis croît régulièrement. L'EPPS considère qu'il peut faire face aux creux de trésorerie du réseau de chaleur en mobilisant ses capacités de trésorerie relatives aux autres opérations, notamment foncières, dont il est chargé.

Figure 5 : Simulation des flux annuels de trésorerie cumulés (après impôts et service de la dette) pour le gestionnaire du réseau de chaleur



L'EPPS a aussi estimé²⁸ plusieurs indicateurs de rentabilité du projet « réseau de chaleur ». Sur une période de 30 ans, le taux de rentabilité interne (TRI) ressort à 8,4 % et, une fois intégré l'effet de levier permis par le recours à l'emprunt susvisé, le taux de retour sur fonds propres (ROE) ressort à 20,7 %.

²⁸ Source : Modèle économique, février 2015.

AVIS SUR LE PROJET

Avis quant à la motivation du projet et aux grandes lignes de sa conception

Nous prenons pour données les décisions publiques mentionnées ci-dessus, inscrivant l'aménagement du Plateau de Saclay parmi les Opérations d'Intérêt National (OIN), créant un Pôle scientifique et technologique sur le Plateau de Saclay et mettant en place à cet effet l'Etablissement Public du Plateau de Saclay (EPPS). Ces dispositions fixent des objectifs d'une importance considérable ; elles représentent un enjeu de grande envergure et à forte visibilité.

Nous ne pouvons qu'approuver pleinement l'EPPS dans son effort d'inscrire le Pôle Paris-Saclay dans une stratégie environnementale globale, faisant toute leur place à la lutte contre le réchauffement climatique et à la politique de transition énergétique décidée par le gouvernement²⁹.

Un point d'application important de cette stratégie est le projet sous revue d'alimentation du Pôle Paris-Saclay en chaleur et en froid. A cet égard, la conception du projet développé par l'EPPS nous paraît judicieuse et solidement charpentée, en s'appuyant sur trois piliers :

- l'adoption de normes en faveur d'une bonne efficacité pour les « usages réglementaires de l'énergie » dans les bâtiments (HQE niveau Performant, Effinergie +) et la définition d'exigences pour les « autres usages », de façon à assurer des performances énergétiques globales (50 % d'énergies renouvelables pour la chaleur et au moins 30 % pour le froid ; moins de 100 g de CO₂ par kWh ; valorisation d'au moins 50 % des dégagements de chaleur) ;
- le recours à un réseau de chaleur, de façon à mutualiser les consommations de chaud et de froid, les calories émises par les uns aidant à réchauffer les autres et de même les frigorifiques émises par les uns aidant à refroidir les autres ; et la recherche d'une optimisation de cette mutualisation dans le cadre du projet de réseau intelligent « *Smart Energy Paris-Saclay* » ;
- le recours à la géothermie à partir de la nappe de l'Albien, permettant de fournir une énergie stable, pérenne et non polluante, à concurrence de plus de 50 % des besoins énergétiques du réseau de chaleur.

Dans ce qui suit, nous examinons plus en détail d'abord les aspects techniques du projet, puis ses aspects socio-économiques, en comparant à chaque fois la solution 1 « avec réseau de chaleur » à la solution 2 « sans réseau de chaleur, dispositifs autonomes respectant les prescriptions environnementales de l'EPPS ».

²⁹ Le 9 février 2015, le Campus urbain Paris-Saclay a été déclaré lauréat de l'appel à projets « territoires à énergie positive », dans la catégorie « territoires à énergie positive pour la croissance verte », par Madame la Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie.

Avis quant aux dispositions techniques

L'Albien, une ressource géothermale connue et fiable

Le Dogger et le Néocomien, autres aquifères candidats pour le réseau de chaleur géothermique sont écartés à juste raison

Doublet au Dogger

Les études complémentaires demandées par l'EPPS montrent que l'utilisation du Dogger n'est pas envisageable.

Il est notoirement connu que la transmissivité du Dogger diminue vers l'est du Bassin parisien et qu'il subsiste de nombreuses incertitudes géologiques dans cette zone peu forée.

Les données disponibles permettent d'estimer que la transmissivité attendue serait très faible. Elle ne permettrait que des débits de l'ordre de 125 à 150 m³/h avec des conditions d'exploitation très pénalisantes : cote d'immersion très basse de la pompe de production, très fortes pressions d'injection, ce qui engendrerait des coûts d'exploitation très importants.

Doublet au Néocomien

L'aquifère du Néocomien, situé sous celui de l'Albien, présente dans certaines zones du Bassin parisien des caractéristiques hydrodynamiques et thermiques supérieures à celle de l'Albien pour une composition chimique proche (exemple de l'opération du Plessis Robinson).

Plus profond, il jouit d'une température plus élevée. Peu exploité, au contraire de l'Albien, il demeure artésien. Il recèle une eau très peu corrosive, chimiquement proche de celle l'Albien.

Toutefois, il demeure peu reconnu dans la zone de Saclay, et les extrapolations tendent à montrer que sa productivité tend à décroître à l'est, le rendant moins attractif que l'Albien pour ces zones.

Ces considérations ont donc logiquement conduit à ne pas retenir cet aquifère.

Cette position serait susceptible d'être revue à l'avenir (cas d'un troisième doublet) si la réalisation et le(s) test(s) de forage, dans la zone de Saclay ou extrapolable à cette zone permettaient la levée des risques géologiques qui s'attachent à cet aquifère.

Un usage vertueux de l'Albien

Caractéristiques générales de l'Albien

Pour l'alimentation thermique du réseau de chaleur de Saclay, deux doublets sont prévus, un pour la ZAC du quartier de l'École Polytechnique et l'autre pour la ZAC du Moulon.

L'utilisation en doublet, avec réinjection de l'ensemble du débit pompé sans autre modification qu'un abaissement contrôlé de température permet de respecter les contraintes réglementaires qui s'attachent à l'Albien.

En région parisienne, l'horizon géologique de l'Albien, recèle un aquifère d'eau potable d'excellente qualité. Cette eau est couramment utilisée comme eau potable et pour des usages industriels. L'horizon est précisément cartographié. Ses niveaux piézométriques, thermiques et chimiques font l'objet d'un suivi systématique.

Il s'agit d'une réserve stratégique d'eau potable, directement mobilisable en cas de pollution grave (chimique, nucléaire, etc.) des eaux de surface très largement utilisées pour l'approvisionnement de Paris et de sa région. L'usage de l'Albien est particulièrement suivi et encadré dans le cadre du Schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) de l'Agence de l'eau Seine Normandie.

La première utilisation thermique d'importance (1965) de l'Albien a été réalisée à la Maison de la Radio à Paris, en puits unique. Le potentiel thermique de l'eau de l'Albien, avant rejet en Seine, y est utilisé à l'aide de thermofrigo pompes permettant de satisfaire des besoins simultanés de chaleur et de froid.

Pour mémoire, il faut également noter le doublet à l'Albien (puits chaud, puits froid) des tours Mirabeau et Cristal sur le Front de Seine et l'opération au Néocomien de Bruyères-le-Châtel.

Des données thermiques cohérentes

Les niveaux retenus dans les études, pour les débits maximum et moyen annuels, sont conformes à la connaissance acquise du réservoir et les projets en cours (Issy les Moulineaux, ZAC des Batignolles) ou en exploitation.

Il en découle des niveaux parfaitement cohérents de puissances thermiques instantanés et de quantités d'énergie annuelles puisées.

Modèle hydraulique et thermique à affiner

Selon l'EPPS, les deux candidats ayant soumissionnés à l'appel d'offre CREM ont proposé une analyse de l'impact hydraulique et thermique local, à court et long terme, de l'exploitation des doublets à l'Albien de Saclay.

Il reste à vérifier que les modèles utilisés sont, soit des modèles standards connus de type ANTEA, Armines, BRGM ou CFG-Services ; soit ont une précision équivalente dûment justifiée.

Logiquement la modélisation doit permettre :

- de satisfaire les attentes et les exigences de l'Administration dans le cadre de l'instruction du permis minier,
- d'optimiser le positionnement des impacts des différents puits producteurs et injecteurs,
- de mesurer les interférences thermiques et hydrauliques réciproques,
- d'analyser plus finement l'impact sur les puits voisins à l'Albien, notamment celui d'Orsay.

Absence de risque technique

Réalisation des puits

La profondeur de l'Albien, inférieure à 1 000 m, le rend accessible, à la fois, à des machines de forage d'eau et à des machines de forage pétrolier.

Il apparaît logique, et au final judicieux, de préconiser ce type de machines pétrolières puissantes permettant, dans le cas de l'Albien, des instrumentations rapides et performantes.

Les machines de forage d'eau sont, comparativement, de relativement petite puissance. L'Albien peut se situer aux limites de leurs capacités mécaniques. Il s'agit d'un facteur de risque en cas de survenue d'aléas en forage : coincement de garniture, problèmes de cimentation, de pose des compléments, etc. Les opérations d'instrumentation peuvent se révéler longues. Ce qui peut provoquer des retards dans la programmation, et des surcoûts importants pour le maître d'ouvrage (forage en régie) ou pour l'entreprise (forage au forfait).

Les machines de forage pétrolier sont couramment utilisées (y compris dans le Bassin parisien) pour des profondeurs allant jusqu'à 3 000 m. Elles sont bien évidemment adaptées, le cas échéant, pour des profondeurs plus faibles, comme celle de l'Albien. Pour mémoire, les puits qui sont actuellement forés au Dogger en Ile-de-France ont tous des profondeurs supérieures à 1 500 m. De surcroît, ils sont forés avec des déviations qui peuvent être importantes, ce qui accroît considérablement les besoins de puissance.

Des doublets fiables

D'après les études de l'EPPS, pour la réalisation des puits des doublets, les matériels utilisés, leurs caractéristiques géométriques et leurs conditions de pose sont parfaitement connus : forages, tubages, cimentations, crépines, *gravel-pack* (massifs filtrants).

Il en va de même pour l'exploitation des doublets. Les systèmes de pompage sont fiables et performants : pompes immergées, pompes d'injections, alimentations électriques, variateurs de fréquences, etc.

De surcroît, les conditions d'exploitation ne sont pas contraignantes :

- environnement très peu agressif (eau potable), aussi bien au niveau thermique que chimique,
- gammes de débits parfaitement maîtrisées par les fabricants.

Au Dogger, les matériels utilisés doivent satisfaire des paramètres d'exploitation considérablement plus contraignants :

- des débits pouvant être supérieurs à 350 m³/h ;
- des températures supérieures à 70 °C (jusqu'à 85 °C à Coulommiers) ;
- des eaux particulièrement corrosives nécessitant des traitements chimiques adaptés.

Couverture du risque géologique par la SAF-Environnement

Concernant la couverture de l'aléa géologique à court terme et à long terme, dont la probabilité est extrêmement faible, sa couverture est prévue par la mise en place de deux conventions dédiées avec la SAF-Environnement³⁰.

³⁰ Société auxiliaire de Financement, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations.

Optimisation de l'utilisation du réseau

Simulation du fonctionnement énergétique du réseau

Données climatiques

La base de données climatique est un des paramètres d'entrée du modèle permettant de calculer les besoins énergétiques (chaleur et de froid) de l'ensemble. En fonction de la sophistication de la modélisation des besoins, on peut concevoir différents degrés de finesse de la base de données climatique.

L'approche par profils de consommation, sur la base d'une année climatique type, a permis à l'EPPS de poser son cahier des charges énergétique.

A l'avenir, dans le cadre du contrat CREM, la mise en place du *Smart-Grid*, rendra nécessaire de disposer d'une base de données climatique propre au plateau de Saclay. Celle-ci comportera, notamment, pour plusieurs années types, à un pas horaire, les principales données climatiques : températures, humidité de l'air, ensoleillement, vitesse et la direction du vent. Les valeurs prises en compte pourront provenir d'années réelles, exceptionnelles (épisode de canicule) ou pas, ou être théoriques dans le respect de standards locaux (DJU d'été et d'hiver...).

Mesures in situ, modélisation des besoins et des apports

Dans le cadre du suivi et du contrôle de fonctionnement du réseau, il va de soi que son gestionnaire disposera de la métrologie permettant les comptages contractuels (chaud, froid, ECS) et d'une gestion centralisée de réseau (GCT) permettant un suivi à distance des principaux paramètres de fonctionnement des éléments du réseau.

Toutefois, dans l'optique de la mise en place du *Smart Grid*, il n'aura pas échappé à l'EPPS qu'une modélisation fine est nécessaire. Elle sera développée graduellement au fur et à mesure de la construction des ZAC.

La modélisation fine des besoins énergétiques des bâtiments n'est pas de la compétence de l'EPPS. Elle revient aux concepteurs des bâtiments concernés dans le respect des prescriptions générales de l'aménageur.

En particulier, il est demandé aux opérations tertiaires ou d'enseignement d'atteindre le niveau de la certification HQE (RT2012 -10 %) voire le niveau Très Performant (RT2012 -30 %) et, pour les logements, d'obtenir le label Effinergie + (RT2012 -20 %), sans préjudice de l'application du coefficient McGes associé au réseau de chaleur.

Le rôle de l'EPPS, et de ses conseils, consiste à poser le cadre général de développement énergétique des ZAC en fonction du temps, de manière à pouvoir dimensionner le réseau tempéré, pour ce qui nous concerne.

Pour les bâtiments en cours de conception, l'EPPS a utilisé les résultats des études. Pour les autres, actuellement en projet, l'EPPS a recouru à une approche par profil type de bâtiment (enseignement : supérieur ou non ; logements, logements-étudiants, bureaux, etc.). Cette approche est cohérente au regard de la précision recherchée.

A l'avenir, le lauréat du CREM et l'EPPS auront tout intérêt à développer un modèle énergétique global dans lequel les trois phases suivantes devraient logiquement s'enchaîner pour chaque nouveau bâtiment :

- caractérisation par le profil type,
- données théoriques de conception,
- données réelles d'exploitation.

Normalement, l'analyse permet de donner, pour chaque bâtiment, une loi de fonctionnement. Celle-ci permet en fonction, notamment, des données climatiques instantanées et de leurs historiques proches (inerties thermiques, stockages de chaleur ou de froid), de fournir les puissances appelées en chaleur et en froid.

Les besoins théoriques à satisfaire sont contraints qualitativement et quantitativement par :

- le niveau d'exigence thermique,
- le climat intérieur des différentes parties des bâtiments,
- le volume, la compacité et le coefficient de forme du bâtiment,
- la nature et les niveaux thermiques des émetteurs de chaleur ou de froid,
- historiques proches (inerties thermiques, stockages de chaleur ou de froid),
- les coefficients de performance des pompes à chaleur.

Ensuite, pendant la phase d'exploitation, des paramètres environnementaux influent sur la consommation réelle des bâtiments. Pour tenir compte de cette réalité, il est nécessaire de faire évoluer le modèle théorique en prenant en compte des facteurs empiriques :

- la localisation géographique,
- le micro climat,
- l'urbanisation (position vis-à-vis des autres bâtiments, végétation, etc.).

L'équilibre entre les besoins et la demande fixe les apports énergétiques. Les variables d'ajustement sont :

- le débit géothermal,
- la puissance électrique délivrée aux pompes à chaleur,
- les stockages ou déstockages de chaleur ou de froid,
- le recours aux chaufferies d'appoint au gaz.

La société TILIA dispose d'un modèle de simulation. Il est nécessaire de le confronter au modèle utilisé par le lauréat du CREM pour, le cas échéant faire évoluer ce dernier. A terme, dans le cadre du *Smart Grid*, l'EPPS doit pouvoir disposer du modèle le plus sophistiqué et le plus robuste pour suivre le comportement du réseau au fur et à mesure de son installation.

On entend par sophistiqué, un modèle évolutif, proche des réalités climatique et énergétique. Il devra permettre de suivre, en temps réel, le comportement de l'ensemble des éléments du réseau, à travers les données issues de la métrologie de la GTC. Ce modèle devra être évolutif pour d'une part, permettre de suivre l'évolution des raccordements au réseau et, d'autre part d'intégrer, à côté de l'approche théorique, des paramètres empiriques propres au comportement réel du site.

On entend par robuste, un modèle modulaire, rédigé selon des procédures standards, dont les mises à jours, réalisées par des personnels habilités, n'entraîne pas d'arrêt du système et de perte dans l'historique des données stockées.

Concernant les pompes à chaleur, les concepteurs (CREM) doivent bien faire apparaître et distinguer les Coefficients de performance (Cop) à l'évaporateur et au condenseur, correspondant d'une part, aux conditions nominales de fonctionnement et, d'autre part, les Cop instantanés (généralement dégradés) pour des conditions réelles de fonctionnement. Il est également judicieux de demander des garanties de performances au(x) fournisseur(s) des pompes à chaleur.

Satisfaction des besoins énergétiques

La fourniture géothermale de l'Albien

Les eaux de l'Albien sont utilisées bien évidemment en base. Avec des hypothèses retenues par la société GEOTHER, tout à fait crédibles :

- Température de production, 30 °C
- Températures d'injection comprises entre 12 °C et 28 °C
- Débit maximum de 200 m³/h

Concernant la disponibilité de la ressource, les arrêts possibles concernent les impératifs de maintenance et les pannes. Mais, comme vu par ailleurs, les matériels utilisés seront extrêmement classiques et fiables et mis en œuvre dans des conditions d'environnement favorables.

Dans ces conditions, la disponibilité de la ressource devrait être excellente avec des arrêts de maintenance préventive programmés pendant des périodes de moindre impact.

De toute manière, la puissance thermique de secours est calculée pour couvrir l'ensemble des besoins en cas d'arrêt total de la fourniture géothermale.

Aspects matériels pour les pompes à chaleur

Le fonctionnement correct du réseau repose sur un fonctionnement optimal des pompes à chaleur installées en sous-station. On entend par optimal un fonctionnement fiable (absence de panne) et efficace (haute performance d'ensemble).

Dans cette optique, on ne saurait trop préconiser une approche modulaire et standardisée.

L'approche modulaire consiste à définir une machine de base, aux performances standards, d'une taille telle que plusieurs machines, disposées en parallèle, puissent être engagées séquentiellement pour fournir les besoins appelés en conservant les meilleurs Cop instantanés.

L'approche standardisée vise à retenir une ou des machines types dont les composants sont, au mieux identiques, ou au moins suffisamment proches, de manière à optimiser la maintenance : une machine, ou ses composants, pouvant indifféremment en secourir une autre.

Besoins de froid des bâtiments résidentiels

Actuellement, il n'est pas pris en compte de besoin de froid pour les bâtiments résidentiels.

Il apparaît cependant particulièrement intéressant de ne pas négliger d'étudier la faisabilité de l'utilisation des installations en mode rafraîchissement d'été, notamment, mais pas seulement, dans l'hypothèse de faire face à des épisodes de canicule.

Avis sur les dispositions économiques et financières du projet

A. Avis sur la méthode de tarification

Sur la structuration de la tarification en trois parties

- **Le « coût de raccordement » R_0** prévu par l'EPPS vise à régler en une fois, dès le raccordement au réseau, le coût de réalisation des investissements de catégorie A, c'est-à-dire les équipements des sous-stations adaptées aux demandes de chaque preneur³¹. Nous n'avons pas d'objection de principe à cette solution, mais nous notons qu'elle suppose un traitement fiscal³² permettant de considérer le paiement de cette redevance comme un remboursement d'avance de trésorerie non soumis à l'IS. Ce point a été validé au cours de la contre-expertise.

- **Le tarif R_1 applicable à la quantité d'énergie consommée.** Nous n'avons pas d'objection de principe aux formules permettant de calculer le tarif applicable au kWh de chaud, au kWh de froid et au kWh d'ECS ; elles nous paraissent bien adaptées à ce stade de l'élaboration du projet. Nous sommes favorables au principe d'éviter toute double facturation en cas de consommation simultanée de chaud et de froid, et d'utiliser à cette fin un bonus. Nous suggérons toutefois à un stade plus avancé de faire étudier par des spécialistes des jeux coopératifs et des incitations des formules de nature à affiner les mécanismes tarifaires favorisant le plus fortement possible les injections de calories et frigories fatales sur le réseau de façon à maximiser les synergies.

- **Le tarif R_2 assis sur la puissance souscrite.** Nous n'avons pas d'observation concernant les éléments R_{21} , R_{22} , R_{23} . En ce qui concerne l'élément R_{24} , dimensionné pour permettre de faire face au service de la dette (intérêts plus principal) souscrite par l'EPPS pour financer les investissements B (géothermie, réseau, études préalables), nous trouvons judicieux le choix de l'EPPS consistant de facturer aux preneurs une annuité constante en euros courants.

Traitement de la TVA

Une attention particulière doit être accordée au traitement de la TVA.

En ce qui concerne la TVA applicable aux preneurs, les hypothèses rappelées plus haut sont que le taux est de 20 % dans le cas 2 « sans réseau de chaleur » où ils pourvoiraient de façon autonome à leurs besoins de chaleur et de froid, mais de 5,5 % dans le cas 1 « avec réseau de chaleur » (puisant plus de 50 % de l'énergie dans la nappe de l'Albien), avec toutefois un taux de 20 % retenu à titre conservatoire sur le terme R_0 , dans l'attente de la clarification du statut fiscal de cette redevance de raccordement.

³¹ Plus la chaufferie centrale d'appoint et secours, dans la mesure où elle forme un tout avec l'ensemble des chaufferies décentralisées.

³² Source : [D2] Note financière relative au Business Plan AMO (Tilia, rev 1 du 22 septembre 2014, 22 pages). page 17.

Il reste toutefois à vérifier pour chaque preneur dans quelle mesure il exercerait lui-même des activités marchandes soumises à TVA qui lui permettraient de déduire tout ou partie des montants de la TVA acquittée au titre de ses besoins de chaleur ou de froid.

Il reste en outre à s'assurer des taux de TVA qui sont applicables au gestionnaire du réseau. Si le taux de TVA applicable était de 20 % sur ses investissements ainsi que sur ses intrants, les flux (B) de TVA qu'il aurait à régler pourraient être, au moins dans les premières années, d'un montant supérieur au flux (A) de la TVA collectée au titre de ses facturations aux preneurs : le flux net (A-B) serait dans ce cas négatif. La question se pose alors de savoir si le flux (B) pourrait être étalé sur plusieurs années pour éviter de tels trop versés, ou si le trop versé (A-B) pourrait lui être rapidement remboursé. Dans le cas où le taux de TVA applicable aux prix de l'énergie utilisée par le gestionnaire du réseau serait réduit³³ à 5,5 %, cette question verrait son ampleur atténuée tout en continuant à se poser.

B. Avis sur la comparaison en coût global cumulé

Cas 1 (avec réseau de chaleur) et cas 2 (sans réseau de chaleur)

La comparaison entre le cas 1 « avec réseau de chaleur » et le cas 2 « sans réseau de chaleur » - dans lequel chaque preneur pourvoirait de façon autonome à ses besoins en chaleur et en froid - nous paraît pertinente, car dans les deux cas les exigences environnementales sont équivalentes.

A contrario, nous considérons qu'il ne serait pas pertinent de comparer le cas 1 à un cas 3 dans lequel un preneur pourvoirait à ses besoins en chaleur, en ECS et en froid de façon autonome en ignorant les exigences environnementales de l'EPPS, par exemple en ayant recours « en base » à des énergies fossiles émettrices de CO₂ et/ou en ne valorisant pas ses émissions de chaleur de *process*. La comparaison des coûts d'un tel cas 3 avec le cas 1 n'aurait en effet aucun sens puisque les services rendus seraient différents sans possibilité d'attribuer à ces différentes une estimation monétarisée.

Respectant l'un et l'autre les exigences environnementales de l'EPPS, les cas 1 et 2 présentent en matière de synergie des similitudes mais aussi des différences. Dans les deux cas, chaque preneur peut, en utilisant des thermofrigos pompes, tirer parti de la simultanéité (le cas échéant) de ses besoins de chaleur et de froid, les calories émises par le refroidissement aidant alors à pourvoir au chauffage. Mais le cas 1 permet en outre de tirer parti de la simultanéité (le cas échéant) d'un besoin net de chaleur chez un preneur et d'un besoin net de froid chez un autre preneur, en apportant ainsi un dispositif de mutualisation ; il facilite aussi la mise en place de stockages mutualisés de calories et de frigories ; il favorise en outre la mise en place et le fonctionnement optimal du *Smart Grid* qui doit permettre d'effacer les pointes.

Simulation des coûts TTC cumulés supportés par le preneur

Dans le cas de l'Ecole Centrale, la simulation par l'EPPS des coûts TTC cumulés supportés par le preneur au cours d'une période de 30 années, représentée sur la figure 2 déjà vue, fait apparaître un avantage net pour le cas 1 « avec réseau de chaleur » par rapport au cas 2 « sans réseau de chaleur ». Au terme de cette période de 30 ans, cet avantage sur les coûts cumulés serait ainsi de 6,2 M€ TTC, qui se décomposent³⁴ en 3,2 M€ d'avantage sur le coût cumulé hors TVA et 3,0 M€ sur la TVA (taux incitatif de 5,5 % au lieu de 20 %).

³³ En cas d'éligibilité du gestionnaire du réseau à l'article 278-0 précité du Code général des Impôts.

³⁴ Calcul des auteurs du présent rapport.

Dans le cas du logement, la simulation par l'EPPS des coûts cumulés TTC supportés par le preneur au cours d'une période de 30 années, représentée sur la figure 3 plus haut, fait de même apparaître un avantage net pour le cas 1 « avec réseau de chaleur » par rapport au cas 2 « sans réseau de chaleur ». Au terme de cette période de 30 ans, cet avantage sur les coûts cumulés serait ainsi de 0,62 M€ TTC, qui se décomposent³⁵ en 0,30 M€ d'avantage sur le coût cumulé hors TVA et 0,32 M€ sur la TVA (taux incitatif de 5,5 % au lieu de 20 %).

Dans le cas de l'ensemble des preneurs concernés, agrégé sur la base des prix unitaires issus des deux cas types précités, la simulation par l'EPPS des coûts cumulés TTC supportés par les preneurs au cours d'une période de 30 années, représentée sur la figure 4 déjà vue, généralise l'avantage du cas 1 « avec réseau de chaleur » par rapport au cas 2 « sans réseau de chaleur ». Au terme de cette période de 30 ans, cet avantage sur les coûts cumulés serait ainsi de 76 M€ TTC, qui se décomposent en 37 M€ d'avantage sur le coût cumulé hors TVA et 39 M€ sur la TVA (taux incitatif de 5,5 % au lieu de 20 %).

L'avantage de coût cumulé TTC au bout de 30 ans du cas 1 par rapport au cas 2 se répartit ainsi à peu près également entre un avantage hors taxe, dû aux différents effets d'échelle, de synergie et de mutualisation, et un avantage incitatif passant par la réduction du taux de TVA.

³⁵ Calcul des auteurs du présent rapport.

Avis sur l'organisation institutionnelle

Nous émettons un avis de principe favorable au recours en première phase à un contrat « Conception Réalisation Exploitation Maintenance » (CREM), pour une période de 7 ans, sans pour autant entrer dans les spécifications du contrat.

Le recours de l'EPPS à un contrat CREM apparaît comme la solution optimale, dans le contexte du projet, dans la mesure où :

- il n'existe aucun obstacle juridique ;
- il y a urgence, certains travaux devant être lancés rapidement ;
- la négociation permettra d'affiner les montages contractuels, techniques et financiers ;
- de toute manière, les conditions locales ne permettraient pas la mise en place d'une DSP³⁶ dans des délais raisonnables, ni d'une autre solution.

Actuellement les négociations sont en cours entre l'EPPS et deux groupements d'entreprises.

Les critères de sélection du futur lauréat n'appellent pas de commentaires particuliers, à ce stade de l'expertise. Ils sont rappelés ci-dessous :

- 45 % pour le coût global de l'offre,
- 30 % pour les performances techniques et environnementales de l'offre,
- 15 % pour les performances économiques et techniques de l'exploitation maintenance,
- 10 % pour la fermeté et le niveau d'engagement du candidat.

En ce qui concerne l'enchaînement entre le contrat CREM et la future Délégation de Service public (DSP) envisagée, nous n'avons aucune objection, mais nous recommandons d'approfondir les conditions du passage de la première à cette deuxième phase, notamment en ce qui concerne le transfert de la dette contractée pour financer les investissements de catégorie B.

³⁶ Délégation de Service Public

Avis sur le business plan (BP) de EPPS/CAPS

Ce BP ne soulève pas d'objection de principe de notre part.

La version significative est celle après impôts et service de la dette (intérêts et principal) représentée sur la figure 5. Cette simulation fait apparaître un besoin de trésorerie entre 2015 et 2021, culminant à 2,1 M€ en 2017. Nous prenons note de la possibilité dont l'EPPS déclare disposer d'assurer ce financement en mobilisant les excédents de trésorerie que lui procurent ses autres missions, notamment au titre des opérations foncières.

Les taux de rentabilités simulés à l'horizon de 30 ans, qui ressortent à 8,4 % pour le taux de rentabilité interne (TRI) et à 20,7% pour le taux de retour sur fonds propres (ROE) intégrant l'effet de levier du recours à l'emprunt, paraissent élevés. Mais ils doivent être appréciés en tenant compte des éléments d'incertitude inhérents au stade actuel qui est celui d'études préalables. Ils recèlent une possibilité d'absorber dans les phases ultérieures d'études et de réalisation des surcoûts de réalisation et/ou des ajustements sur les tarifs.

Evaluation socio-économique du point de vue de l'intérêt général

Le type d'évaluation socio-économique adapté au projet est une **analyse coût-efficacité** : les performances à atteindre étant fixées, il convient de les réaliser au moindre coût pour la collectivité.

Pour ce faire, il paraîtrait souhaitable de suivre les recommandations du rapport « Evaluation socioéconomique des investissements publics » (voir référence Emile QUINET 2013 en annexe 7 ci-après).

On est ainsi conduit à considérer, dans le cas 1 « avec réseau de chaleur » et le cas 2 « sans réseau de chaleur » (ce dernier étant adopté comme « situation de référence »), les éléments successifs suivants.

a) La chronique annuelle, pendant la durée de vie du projet qui peut être assimilée à 30 ans :

- des coûts annuels TTC en euros courants³⁷ (dépenses d'investissement, gros entretien, maintenance, dépenses d'exploitation) supportés par l'ensemble des preneurs ;
- des coûts annuels en euros courants pour l'Etat : subvention moins recettes de TVA ;
- de la valorisation tutélaire en euros courants des émissions annuelles de CO₂ (voir référence Alain QUINET 2009 en annexe 8 ci-après) ;
- du total des trois postes annuels ci-dessus, censé représenter le coût annuel en euros courants du point de vue de l'intérêt général.

b) Puis la valeur socio-économique des coûts -calculée à une date origine (par exemple le 1^{er} janvier 2015)- c'est-à-dire la somme de ces dépenses annuelles précitées actualisées à l'aide du taux d'actualisation recommandé. A cet égard, le rapport Emile QUINET 2013 recommande d'adopter la valeur de 2,5 % « sans risque », plus une prime de risque « macroéconomique » égale à 2 % multipliée par un facteur de corrélation « bêta » du projet par rapport au PIB. On adopte ici un taux d'actualisation de 3,5 %, avec un test de sensibilité de 1 % en moins et 1 % en plus. Il s'agit ci-dessus de taux réels, en euros constants. Les taux d'actualisation en euros courants doivent en outre tenir compte de l'hypothèse d'inflation.

Mise en œuvre :

- Les hypothèses de tarif et de TVA sont celles indiquées plus haut.
- Le tableau 4 fournit les hypothèses d'évolution annuelle de l'indice général des prix (inflation), du prix réel (hors inflation) du gaz et de celui de l'électricité, du taux réel (hors inflation) d'actualisation.

³⁷ L'utilisation des euros courants TTC permet d'enchaîner avec les calculs considérés plus haut concernant les coûts cumulés des preneurs. Il suppose que le compte de l'Etat intègre les recettes de TVA. Et que l'actualisation utilise ensuite le taux d'actualisation nominal (et non réel).

Tableau 4 : Hypothèses d'évolution des prix

Hypothèses	Evolution annuelle nominale	Evolution annuelle réelle
Inflation	1 % en 2015 puis 2 % soit 1,97 % en moyenne	0 %
Prix réel du gaz	3,80 % en moyenne	0 % pendant 3 ans puis 2 % soit 1,8 % en moyenne
Prix réel de l'électricité	2,31 % en moyenne	1 % pendant 10 ans, puis 0 soit 0,3 % en moyenne
Taux d'actualisation réel	5,54 %	3,5 %

Ces hypothèses sont sommaires.

En toute rigueur, selon les recommandations du Rapport précité d'Emile QUINET, il conviendrait de partir d'un « scénario de référence » donnant des hypothèses raisonnées d'évolution annuelle de ces différents paramètres. Dans la période actuelle, le taux d'inflation est faible, le cours du dollar par rapport à l'euro monte, le prix des hydrocarbures fossile baisse. Mais à l'horizon de 30 années, on peut penser que des évolutions importantes interviendront. La Banque Centrale Européenne a pour mandat de viser un taux d'inflation proche de 2 % par an ; le prix des hydrocarbures fossiles pourrait se redresser et une taxe internalisant les effets externes relatifs au réchauffement climatique pourrait s'ajouter. Cependant un tel scénario de référence, qui devrait s'appliquer de façon identique à toutes les évaluations socio-économiques des projets publics, n'est pas actuellement disponible ; *a fortiori*, on ne dispose pas non plus des scénarios alternatifs qui devraient l'accompagner.

En outre, le modèle actuel de simulation dont dispose l'EPPS n'est pas actuellement configuré pour introduire aisément des variations annuelles des paramètres. A cet égard, une suggestion serait de faire évoluer sa configuration pour suivre à l'avenir des évolutions à pas annuel (ce qui sera utile pour le suivi de la réalisation du projet, comme déjà mentionné plus haut).

Pour ces différentes raisons, on se limite ici aux hypothèses « moyennes » présentées dans le tableau 4 ci-dessus.

Le résultat des simulations effectuées avec ces hypothèses à l'aide du modèle précité de l'EPPS est indiqué dans le tableau 5 qui suit.

Tableau 5 : Evaluation dans l'intérêt général des dépenses actualisées l'année initiale (M€₂₀₁₅)

Coût actualisées l'année initiale (2015)	Cas 1 : avec réseau de chaleur	Cas 2 : sans réseau de chaleur	Ecart (2)-(1)	Ecart en% [(2)-(1)]/(2)
Dépenses totale des « preneurs » concernés	122,4	154,3	31,9	21 %
Dépenses corrélatives de l'Etat (subventions - TVA)	- 4,7	- 20,8	- 16,1	77 %
Valeur tutélaire des émissions de CO ₂	7,0	13,6	6,6	49 %
Coût actualisé du point de vue de l'intérêt général	124,7	147,2	22,5	15 %

Source : experts d'après tableur EPPS du 16 février 2015

Ces résultats indiquent que, par rapport à la solution 2 « sans réseau de chaleur » où chaque preneur pourvoierait de façon autonome à ses besoins de chaleur et de froid-tout en respectant les exigences environnementales de l'EPPS -, la solution 1 « avec réseau de chaleur » est nettement avantageuse, puisqu'elle permet de réduire le coût total actualisé du point de vue de l'intérêt général de 15 %, soit une économie actualisée équivalente à 22,5 M€₂₀₁₅.

Considérons la répartition de cet avantage.

Commençons par la ligne relative à l'Etat. Dans le cas 2 « sans réseau de chaleur » la TVA au taux de 20 % rapporterait à l'Etat une recette actualisée de 20,8 M€₂₀₁₅ qui, dans le cas 1 « avec réseau de chaleur », sous l'effet de l'abaissement du taux de TVA à 5,5 % et de la subvention ADEME, se réduit à une recette actualisée agrégée de 4,7 M€₂₀₁₅. La différence de 16,1 M€₂₀₁₅ représente le montant actualisé agrégé des incitations publiques accordées aux preneurs considérés dans leur ensemble.

Continuons par la ligne des preneurs considérés dans leur ensemble. Le montant actualisé agrégé de leur avantage toutes taxes comprises ressort à 31,9 M€₂₀₁₅ (21 % du coût actualisé du cas 2). Déduction faite du montant actualisé agrégé précité de 16,1 M€₂₀₁₅ des incitations publiques, le montant de leur avantage actualisé agrégé hors taxes ressort donc à 15,8 M€₂₀₁₅. Cet avantage hors taxes est donc significatif (10 % du coût actualisé du cas 2), mais les incitations publiques le doublent.³⁸

Poursuivons par la valorisation tutélaire des émissions de CO₂. Son incidence n'est pas spectaculaire, mais elle contribue à creuser l'écart du point de vue de l'intérêt général, puisque le coût associé voit sa valeur actualisée divisée par presque 2, passant de 13,6 M€₂₀₁₅ dans le cas 2 « sans réseau de chaleur » à 7 M€₂₀₁₅ dans le cas 1 « avec réseau de chaleur ».

Nota : dans les résultats présentés ci-dessus, les dépenses de l'Etat sont prises en compte pour leur montant en euros courants. Le Rapport précité de Quinet Emile recommande de prendre également en compte, dans le calcul du point de vue de l'intérêt général, un « coût d'opportunité des fonds publics » de 20 %, ainsi que, le cas échéant, un prix fictif de rareté des fonds publics », qui pourrait être fixé par défaut³⁹ à 5 %. Ces deux majorations appliquées aux « dépenses corrélatives de l'Etat » de 16,1 M€₂₀₁₅ représenteraient un montant de 4,0 M€₂₀₁₅, venant en déduction de l'avantage du cas 1 « avec réseau de chaleur » par rapport au cas 2 « sans réseau de chaleur ». Cet avantage, ainsi ramené à 18,5 M€₂₀₁₅, soit 12,6 %⁴⁰, resterait substantiel.

³⁸ Et même un peu plus.

³⁹ Rapport précité, pages 98 et 99.

⁴⁰ Par erreur, la version précédente de ce rapport évoquait 27,9 M€₂₀₁₅, soit 18 %

Tests de sensibilité

A l'aide du modèle de simulation de l'EPPS, on peut calculer l'influence d'une variation des paramètres par rapport aux hypothèses du scénario central présentées dans le tableau 4 ci-dessus. Les simulations réalisées visent à tester l'influence de chaque paramètre pris isolément. Ont été simulées les variations portant notamment sur :

- une majoration de 1 % du taux annuel d'inflation,
- une majoration de 1 % du taux annuel de variation du prix réel du gaz,
- une majoration de 1 % du taux annuel de variation du prix réel de l'électricité,
- une majoration de 1 % du taux annuel de variation du prix réel du gaz et de celui de l'électricité,
- une réduction du taux réel d'actualisation, passant de 3,5 % à 2,5 %,
- une majoration du taux réel d'actualisation, passant de 3,5 % à 4,5 %.

Le tableau 6 ci-dessous donne les écarts de coûts actualisés entre les cas 2 « sans réseau de chaleur » et le cas 1 « avec réseau de chaleur », d'abord à titre de rappel pour le « scénario central » présenté plus haut, puis successivement pour chacun des scénarios testant une des modifications d'hypothèse précitées.

Tableau 6 : Résultats des tests de sensibilité, écart entre le cas 2 et le cas 1, en M€₂₀₁₅

Ecart des dépenses actualisées l'année initiale (2015)	Coût total TTC des « preneurs » concernés	Coût pour l'Etat (Subventions - recettes de TVA)	Valeur tutélaire des émissions de CO ₂	Coût total actualisé du point de vue de l'intérêt général
Rappel du scénario central	31,9	- 16,1	6,6	22,5
+1 % sur taux annuel d'inflation	33,3	- 15,9	5,7	23,1
+1 % sur variation annuelle du prix réel du gaz	34,2	- 16,6	6,6	24,3
+1 % sur variation annuelle du prix réel de l'électricité	31,4	- 16,3	6,6	21,7
+1 % sur variation annuelle du prix réel du gaz et de l'électricité	33,6	- 16,8	6,6	23,4
Taux d'actualisation réel de 2,5 %	36,5	- 18,4	7,7	25,9
Taux d'actualisation réel de 4,5 %	28,2	- 14,1	5,8	19,8

Source : experts d'après tableau EPPS du 23 février 2015

Le tableau 7 ci-après établit à partir du tableau 6 l'écart en % de ces résultats entre chaque scénario testé et le scénario central.

Tableau 7 : Résultats des tests de sensibilité, écart entre le cas 2 et le cas 1, en %

Ecart en % des dépenses actualisées l'année initiale (2015)	Coût total TTC des « preneurs » concernés	Coût pour l'Etat (Subventions - recettes de TVA)	Valeur tutélaire des émissions de CO ₂	Coût total actualisé du point de vue de l'intérêt général
Rappel du scénario central	0 %	0 %	0 %	0 %
+1 % sur taux annuel d'inflation	4 %	- 1 %	- 13 %	3 %
+1 % sur variation annuelle du prix réel du gaz	7 %	3 %	0 %	8 %
+1 % sur variation annuelle du prix réel de l'électricité	- 2 %	2 %	0 %	-3 %
+1 % sur variation annuelle du prix réel du gaz et de l'électricité	5 %	5 %	0 %	4 %
Taux d'actualisation de 2,5 %	14 %	14 %	16 %	15 %
Taux d'actualisation de 4,5 %	- 12 %	- 12 %	- 13 %	- 12 %

Source : experts d'après tableur EPPS du 23 février 2015

Il apparaît que l'avantage du cas 1 « avec réseau de chaleur » par rapport au cas 2 « sans réseau de chaleur » augmente si l'inflation s'élève, si le prix réel du gaz augmente, et surtout si le taux d'actualisation réel diminue (ce qui est un résultat classique en matière de protection de l'environnement). En revanche, l'écart diminue légèrement si le prix réel de l'électricité augmente. Aucune de ces variations, sauf à envisager des amplitudes peu vraisemblables, ne semble de nature à mettre en cause l'avantage du réseau de chaleur et de froid.

Conclusion de l'évaluation socio-économique du point de vue de l'intérêt général

Au total, cette évaluation socio-économique du point de vue de l'intérêt général conduit, sur la base des simulations disponibles, à émettre un avis très favorable au projet de réseau de chaleur.

Certes, il serait utile de disposer de simulations plus précises, basées sur des estimations des besoins en chaleur, froid et ECS preneur par preneur (et non plus par assimilation à deux cas types) et aussi de pouvoir moduler davantage les hypothèses d'évolution de certains paramètres (inflation, prix réels du gaz et de l'électricité), mais les simulations présentées ci-dessus comportent entre le cas 2 « sans réseau de chaleur » (situation de référence) et le cas 1 « avec réseau de chaleur » des écarts, à l'avantage de ce dernier, qui paraissent suffisants pour absorber les marges d'incertitude.

Conclusions et recommandations

Présentation résumée du projet

Le projet de réseau de chaleur et du froid du Campus Paris-Saclay s'inscrit dans le cadre de l'aménagement du Plateau de Saclay, classé Opération d'Intérêt national (OIN), à fort enjeu et à grande visibilité, qui a fait l'objet d'une série de décisions publiques : création du Pôle Scientifique et Technologique du Plateau de Saclay ; mise en place de l'Etablissement public de Paris-Saclay (EPPS) ainsi que de la Fondation de Coopération scientifique Campus Paris-Saclay - préfigurant la future Université Paris-Saclay- ; élaboration du Contrat de développement Territorial (CDT) Paris-Saclay Territoire Sud ; création de deux zones d'aménagement concerté (ZAC) : ZAC du quartier de l'Ecole Polytechnique et la ZAC du Moulon. Ces deux ZAC, qui représenteront chacune à terme environ 870 000 m² de plancher, seront réalisées par étapes, la première phase prévue de 2015 à 2021 portant au total sur la construction d'environ 800 000 m² de plancher, concernant 82 installations dont celles de 13 importants établissements d'enseignement et de recherche (ESR).

Cet aménagement de grande ampleur obéit à une stratégie environnementale ambitieuse, au sein de laquelle l'EPPS et ses partenaires attachent une attention particulière au système destiné à satisfaire les besoins en chauffage, en eau chaude sanitaire (ECS) et en froid des installations prévues sur les deux ZAC. Au cours de la première phase, les besoins pour ces trois usages sont respectivement estimés au total à 39,6 MW, 4,1 MW et 13,8 MW en termes de puissance installée et de 30,3 GWh, 11,9 GWh et 10,6 GWh en termes de consommations annuelles.

Tel est l'objet du projet de réseau de chaleur et du froid du Campus Paris-Saclay. Se voulant exemplaire, il fixe plusieurs objectifs :

- la sobriété des bâtiments : les bâtiments des opérations « tertiaire » ou « enseignement » devront obtenir la certification HQE⁴¹ au niveau Performant (RT2012 -10 %), voire mieux, et les logements, le label Effinergie + (RT2012 -20 %)⁴² ;
- la mise en synergie des trois besoins précités, de façon à maximiser la performance globale : valorisation d'au moins 50 % des dégagements de chaleur de *process* ; usage de thermofrigopompes ; raccordement au réseau de chaleur et de froid, permettant une mutualisation des besoins entre les installations et favorisant la mise en place du futur « *Smart Energy Paris-Saclay* » voué à l'effacement des pointes ;
- l'alimentation en énergie, assurant en base, grâce à l'exploitation des ressources géothermiques de la nappe de l'Albien, un taux de couverture en énergie renouvelable supérieur à 50 % pour le chaud et à 30 % pour le froid, et restreignant le plus possible en pointe l'usage d'hydrocarbures fossiles, de façon à limiter les émissions de CO₂ à moins de 100 g CO₂/kWh et de 60 g CO₂/kWh pour le froid.

⁴¹ Haute Qualité environnementale.

⁴² [D1] Réseau de chaleur et de froid de Paris-Saclay, Dossier technique et économique (EPPS, 15 octobre 2014, 45 pages), page 6.

En termes d'organisation institutionnelle, la première phase du réseau de chaleur et de froid de Paris-Saclay sera mise en œuvre sous la responsabilité directe de l'EPPS qui, agissant en tant qu'entité adjudicatrice, confiera une mission associant conception, réalisation, exploitation ou maintenance (CREM) à l'attributaire d'un marché, dans le cadre d'une procédure négociée avec publicité et mise en concurrence préalables, sur le fondement de l'article 168-2 du code des marchés publics. Cette procédure d'attribution du contrat CREM est en cours. Ce contrat est prévu pour une durée de 7 ans. A son issue, il est prévu que le rôle de l'EPPS s'achève, par un transfert du réseau à la CAPS, qui en déterminera le mode de gestion.

Du point de vue économique et financier, le dossier dont nous avons disposé est préalable à la négociation concernant le contrat de CREM. Les indications qu'il fournit sont donc susceptibles d'évoluer. Elles se veulent prudentes.

Le principe de tarification hors TVA est le suivant :

- R₀ redevance de raccordement au réseau, relative aux investissements de catégorie A (à savoir : pompes à chaleur et sous-station, transformateurs en sous-station, chaufferies gaz décentralisées, chaufferie centrale d'appoint et secours). S'applique à la puissance souscrite (somme des puissances de chaud+ ECS+ froid) :

- Eau Chaude Sanitaire (ECS) : 462 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
 - Froid : 777 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
 - Chaud : 420 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
- S'applique uniquement sur le chaud résiduel s'il y en a (chaud – 1,3 x froid)

Nota : le traitement fiscal est supposé celui d'un remboursement d'avance de trésorerie, non soumis à IS.

- R₁ tarif de consommation, proportionnel à la consommation d'énergie des preneurs :
31,55 €₂₀₁₅ HT/MWh

- R₂ redevance d'abonnement sur la somme des puissances de chaud + ECS + froid :

- R₂₁ + R₂₂ + R₂₃ : 37 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
R₂₁ rémunérant les consommations fixes du réseau,
R₂₂ rémunérant les charges de conduite et de maintenance courante du réseau,
R₂₃ rémunérant les charges de maintenance lourde et de renouvellement du réseau.
- R₂₄ : 25,3 €₂₀₁₅ HT/kW souscrit
terme rémunérant par annuité constante les investissements de catégorie B (à savoir : géothermie et équipements associés, réseau tempéré, aérocondensateurs centralisés, études préalables du projet), supposés financés à 90 % sur emprunt avec les hypothèses suivantes :
taux d'intérêt 3,25 % par an, durée 23 ans dont 3 ans de grâce.

Il est prévu une subvention de 4,5 M€ de l'ADEME.

L'EPPS a fourni des simulations des coûts cumulés dans deux cas : le cas 1 « avec projet de chaleur⁴³ » décrit ci-dessus, et le cas 2 « sans projet de chaleur », dans lequel chaque installation est supposée pourvoir de façon autonome à ses propres besoins de chaud, de ECS et de froid, tout en respectant les prescriptions environnementales de l'EPPS. Ces simulations sont faites dans deux cas types : celui de l'Ecole Centrale⁴⁴ et celui d'un logement ; puis de façon agrégée pour l'ensemble des installations concernées. Elles s'entendent TTC, étant souligné que les hypothèses de taux de TVA supposés applicables sont sensiblement différentes dans les deux cas :

⁴³ Rappel : appellation raccourcie utilisée ici et par la suite pour « réseau de chaleur et de froid »

⁴⁴ Bâtiment A.

- dans le cas 1, avec réseau de chaleur dont la chaleur distribuée est produite à au moins 50 % par une source d'énergie renouvelable, le taux de TVA applicable est de 5,5 %, en vertu des dispositions de l'article 278-0 du Code général des Impôts ; toutefois, le taux de TVA de 20 % est maintenu à titre conservatoire sur la redevance de raccordement R₀, dans l'attente d'une clarification de son régime fiscal ;
- dans le cas 2, le taux de TVA de 20 % est supposé s'appliquer tant aux dépenses d'investissement que de consommation d'énergie supportées directement par chaque installation.

Les résultats de ces simulations, présentés ci-dessus dans le corps du rapport, indiquent que le coût cumulé à l'horizon de 30 ans serait dans le cas 1 « avec projet », inférieur de près de 22 %, à celui du cas 2 « sans projet ».

L'EPPS a, d'autre part, simulé le Business Plan du gestionnaire de réseau. Cette simulation indique que la trésorerie relative au projet, après impôts et après service de la dette (charges annuelles d'intérêt et remboursement du principal), serait négative entre 2015 et 2021. Elle passerait en 2017 par un creux extrême de - 2,1 M€ ; l'EPPS considère qu'il pourrait faire face aux creux de trésorerie du réseau de chaleur en mobilisant ses capacités de trésorerie relatives aux autres opérations, notamment foncières, dont il est chargé. A partir de 2022, la trésorerie serait positive et croissante.

L'EPPS a estimé, à l'horizon de 30 ans, à 8,4 % le taux de rentabilité interne (TRI) et à 20,7 % le taux de retour sur fonds propres (TRE), intégrant l'effet de levier de l'emprunt).

Notre avis

Nous prenons pour données les décisions publiques mentionnées ci-dessus, qui fixent des objectifs d'une importance considérable et représentent un enjeu à forte visibilité.

Nous ne pouvons qu'approuver pleinement l'EPPS dans son effort d'inscrire le Pôle Paris-Saclay dans une stratégie environnementale globale, faisant toute leur place à la lutte contre le réchauffement climatique et à la politique de transition énergétique décidée par le gouvernement.

Le projet de réseau de chaleur et de froid nous paraît à cet égard judicieux et pleinement fondé. Par rapport à des solutions autonomes propres à chaque installation mais astreintes⁴⁵ aux prescriptions environnementales de l'EPPS, le recours à un réseau de chaleur présente les avantages susmentionnés en termes de synergie et de mutualisation, mais il permet en outre de bénéficier d'effets d'échelle, de standardisation, de programmation de la maintenance, d'optimisation des stocks de pièces de rechange. Le fonctionnement correct du réseau repose sur un fonctionnement optimal des pompes à chaleur installées en sous-station ; les indications données à cet égard dans le dossier dont nous avons disposé correspondent au stade des études de projet et sont appelées à être affinées au stade de la réalisation.

⁴⁵ Nous considérons comme **inappropriée toute comparaison avec un dispositif autonome qui pourrait aux besoins de chaud, ECS et froid en s'affranchissant des prescriptions environnementales de l'EPPS**, par exemple en utilisant en base des hydrocarbures fossiles. La comparaison des coûts d'un tel cas 3 avec le cas 1 n'aurait en effet aucun sens puisque les services rendus seraient différents sans possibilité d'attribuer à ces différentes une estimation monétarisée.

Le recours à la géothermie en base est tout indiqué. L'Albien est une ressource géothermale connue et fiable. Les niveaux prévus de puissances thermiques instantanées et de quantités d'énergie annuelles puisées sont cohérents. La réalisation d'un doublet sur chaque ZAC présente peu de risques. La couverture de l'aléa géologique à court terme et à long terme, dont la probabilité est extrêmement faible est prévue par la mise en place de deux conventions dédiées avec la SAF-Environnement.

Le montage institutionnel avec l'appel à un contrat de type CREM nous paraît bien adapté.

Les simulations économiques et financières précitées indiquent que le cas 1 « avec réseau de chaleur » présente des coûts cumulés TTC sensiblement inférieurs à ceux du cas 2 « sans réseau de chaleur », dans lequel chaque installations subviendrait de façon autonome à ses besoins de chaud, d'ECS et de froid, tout en respectant les prescriptions environnementales de l'EPPS ; cet avantage résulte pour moitié d'un gain hors taxe, et pour moitié de l'application dans le cas 1 du taux réduit de 5,5 % de la TVA, alors que le taux de TVA de 20 % est supposé s'appliquer à tous les coûts du cas 2 (ainsi qu'au coût de raccordement dans le cas 1). La simulation du Business Plan, quant à elle, signale un creux temporaire de trésorerie qui paraît supportable et des taux de rentabilité à l'horizon de 30 ans qui devraient permettre de faire face le cas échéant à certains aléas de coûts ou ajustements éventuels de tarifs. Ces simulations apportent donc, avec un degré d'approximation inhérent au stade du projet, un éclairage que nous considérons comme positif.

En complément, nous avons procédé, en utilisant ces simulations, à une évaluation socio-économique du point de vue de l'intérêt général, selon les recommandations du Rapport d'Emile QUINET (2013). Le type d'évaluation approprié au présent projet est une analyse coût-efficacité, dans la mesure où il s'agit d'assurer une production respectant des prescriptions données au moindre coût pour l'ensemble des agents concernés, à savoir : les coûts TTC supportées par les « preneurs⁴⁶ » s'installant sur les deux ZAC, mais aussi les coûts pour l'Etat (subventions accordées moins TVA perçue) et enfin les effets externes (émissions de CO₂ valorisées à leur prix tutélaire, tel que défini par le Rapport d'Alain QUINET (2009). Nous avons ainsi calculé le coût actualisé à l'année de démarrage (2015), en utilisant pour le taux d'actualisation annuel réel une valeur centrale de 3,5 %, avec un test à 2,5 % et un autre à 4,5 %. Ce coût actualisé a été calculé dans le cas 1 « avec réseau de chaleur » et pour le cas 2 « sans réseau de chaleur ». Les résultats sont présentés dans le rapport ci-dessus. Il en ressort que le coût actualisé du cas 1 est nettement inférieur au coût actualisé du cas 2, l'avantage étant une fonction décroissante du taux d'actualisation. Cet avantage paraît d'ampleur suffisante pour absorber les marges d'incertitude des simulations disponibles. Cette évaluation socio-économique conduit donc à justifier le projet du point de vue de l'intérêt général.

Nous notons que, dans les simulations précitées, le cas 1 « avec réseau de chaleur et de froid » comporte en outre, par rapport au cas 2 « sans réseau de chaleur » des économies non chiffrées : sur le raccordement au réseau de gaz qui sera moins ramifié ; sur les locaux techniques pour les équipements de chauffage ou de froid qui seront de dimensions plus modestes ; sur les performances thermiques des bâtiments qui pourront bénéficier du traitement prévu par le « Titre V – réseau de chaleur et de froid » au regard du Règlement Thermique.

⁴⁶ Rappel : terme utilisé par l'EPPS et repris dans le présent rapport pour désigner les maîtres d'ouvrages distincts des différentes opérations nouvelles de construction dans le périmètre des deux ZAC.

Nos recommandations

Basées comme on l'a écrit sur les informations préalables au lancement du dialogue compétitif relatif au contrat CREM, nos recommandations concernent principalement les étapes suivantes du projet, relatives aux études d'exécution, à la réalisation et au suivi.

Du point de vue technique, nous recommandons à l'attributaire du contrat CREM, comme précisé ci-dessus dans notre rapport : d'analyser l'impact hydraulique et thermique local, à court et long terme, de l'exploitation des doublets à l'Albien comme les procédures réglementaires l'imposent ; d'adopter pour les pompes à chaleur une approche modulaire et standardisée et de distinguer pour les évaporateurs et condenseurs les coefficients de performance (C_{op}) nominaux et les C_{op} dans les conditions réelles de fonctionnement ; d'affiner la base de données climatique ; de mettre en place un système de collecte régulière d'observations détaillées relatives au fonctionnement du réseau dans ses différentes composantes et aux consommations de chaque preneur ; de développer un modèle énergétique global, identifiant chaque bâtiment, nécessaire tant à une gestion centralisée de réseau (GTC) qu'à l'interaction avec le futur « *Smart Energy Paris-Saclay* ».

En ce qui concerne l'organisation institutionnelle, une attention particulière est à accorder aux conditions dans lesquelles l'emprunt souscrit par l'EPPS pourra être transféré au futur maître d'ouvrage, au moment de la passation du relais, à la fin du contrat CREM.

Il paraît par ailleurs nécessaire de confirmer la validité des hypothèses rappelées plus haut en matière de fiscalité : pour le réseau de chaleur, statut fiscal du tarif de raccordement R₀ et éligibilité au taux réduit de 5,5 % des tarifs R₁ et R₂, voire du tarif R₀ ; pour l'EPPS, possibilité le cas échéant d'être remboursé si le montant de la TVA réglé sur ses investissements et intrants excède le montant de la TVA collecté sur ses prestations facturées ; pour chacun des « preneurs », possibilité le cas échéant de déduire une partie de la TVA réglée au titre de ses consommations de chaleur, ECS ou froid.

Du point de vue économique et financier, il conviendra de refaire les simulations en intégrant les dispositions et tarifs prévus dans le contrat de CREM, dès qu'il sera conclu.

Il nous paraîtrait très souhaitable d'encourager le plus possible les effets de synergie et de mutualisation des usages de chaud, d'ECS et de froid, et dans ce but d'affiner, en prenant conseil auprès de spécialistes des mécanismes incitatifs : la grille tarifaire (assiette, découpage temporel, prix unitaires, bonus-malus, etc.) ; le dispositif d'information ; la place des usagers dans le dispositif de gouvernance du réseau.

Il sera nécessaire de compléter le système précité de collecte régulière d'observations détaillées par un volet sur les coûts, les prix, les tarifs.

Nous recommandons aussi de développer les modèles de simulation économique et financière, pour qu'ils puissent fonctionner à pas annuel (voire infra-annuel), avec des paramètres (inflation, prix du gaz, prix de l'électricité, index divers, etc.) permettant d'une part de suivre les évolutions conjoncturelles, d'autre part de simuler des scénarios phasés alternatifs. Ces modèles devraient fonctionner sur des hypothèses de demande non plus agrégée, mais spécifiques à chaque bâtiment ou installation.

Un rapport de fréquence au moins annuelle devrait rendre compte des observations et simulations ci-dessus, en même temps que des comptes réglementaires du réseau de chaleur et de froid.

Annexe 1 : valeurs clés des bâtiments

Tableau 8 : répartition par typologie d'usage des bâtiments en 2021

Type de bâtiment	Nombre	Part de la surface	Part de la puissance installée de			Part de la consommation de		
			Chaud	ECS	Froid	Chaud	ECS	Froid
Bureaux	1	0,4 %	0,3 %	-	0,3%	0,2%	-	0,4%
Commerces	8	1,3 %	1,9 %	0,4%	5,6%	1,0%	0,0%	1,5%
Crèche	1	0,1 %	0,2 %	0,2%	-	0,1%	0,1%	-
Développement économique	7	6,7 %	6,8 %	-	10,1%	4,4%	-	7,5%
Enseignement	3	2,4 %	1,9 %	-	-	1,9%	-	-
Enseignement supérieur	13	45 %	48 %	9%	71%	47%	0%	83%
Equipement	2	0,3 %	0,3 %	-	0,8%	0,1%	0,0%	0,4%
Equipement sportif	2	0,8 %	0,8 %	2,4%	-	1,0%	0,3%	-
Hôtel	1	0,3 %	0,3 %	1,3%	0,7%	0,2%	1,0%	0,4%
Laboratoire	1	1,0 %	2,3 %	-	8,6%	1,3%	-	4,6%
Logement étudiant	20	16 %	15 %	31%	-	17%	48%	-
Logement familial	18	25 %	20 %	48%	-	26%	49%	-
Restauration	5	1,3 %	3,1 %	7,7%	2,8%	0,6%	1,3%	1,9%
TOTAL	82	100 %	100 %	100%	100%	100%	100%	100%
CUMUL en 2021	82	790 661 m²	39 563 kW	4 100 kW	13 827 kW	30 267 MWh	11 869 MWh	10 586 MWh

Source : tableur EPPS au 16 février 2015

Tableau 9 : données des premiers bâtiments raccordés de 2016 à 2018

Preneur	ZAC	Surface (m ²)	Puissance installée(kW)			Consommation(MWh)		
			Chaud	ECS	Froid	Chaud	ECS	Froid
Commerce	X	533	36	-	15	16,0	-	8,0
330 logements étudiants	X	8 586	489	90	-	343,3	386,4	-
ENSAE	X	15 483	600	-	187	619,3	-	387,1
Restaurant ENSAE (1000 couverts)	X	1 150	180	60	-	28,8	17,3	-
Restaurant pôle de vie (800 couverts)	X	1 000	184	48	-	25	15	-
IPVF	X	8 065	928	-	1 193	403,3	-	483,9
ECP, bât A	M	45 700	2 800	-	1 900	1 828,0	-	1 142,5
ECP, bât B	M	27 000	1 1000	-	500	1 080,0	-	675,0
Restaurant ECP	M	3 797		94,9	-		56,9	-
1 050 logements étudiants (4)	M	28 750	1294	287,5	-	1 150,0	1293,8	-
200 logements étudiant	M	5 000	225	50	-	200,0	225,0	-
Commerces (2)	M	2 644	198	-	212	79,3	-	39,7
374 logements familiaux	M	29 951	1 198	300	-	1 198,0	898,5	-
1091 logements étudiants (5) ¹³	X	27 266	1 227	273	-	1 090,6	1 227,0	-
Commerces (3)	X	5 306	398	-	424	159,2	-	79,6
Logements familiaux	X	7 693	308	77	-	307,7	230,8	-
IPHE GraduateSchool	X	5 830	350	-	233	233,2	-	1 457,5
Institut Mines Telecom ¹³	X	41 501	2 000	-	880	1 666,0	-	1 037,5
Restauration IMT ¹³	X	2 531	540	60	175	63,3	38,0	75,9
ENS Cachan	M	63 536	2 993	385	876	2 541,4	0	1 588,4
Enseignement de la physique	M	10 000	600	-	400	400,0	-	250,0
Ecole primaire	M	5 100	204	-	-	153,0	-	-
950 logements étudiants (3)	M	23 750	1 069	238	-	950,0	1068,8	-
TOTAL en décembre 2018		370 172	18 920	1977	6 980	14 530	5 457	5 978
PART DU TOTAL		47 %	48 %	48 %	50 %	48 %	46 %	56 %

Source : tableur EPPS au 16 février 2015

Tableau 10 : valeurs-clés des établissements d'enseignement supérieur et de recherche

Etablissement	Année de livraison prévue	Surface (m ²)	Puissance (kW)		Consommation(MWh)	
			Chaud	Froid	Chaud	Froid
Agro Paris Tech / INRA	2019	44 100	2 700	1 100	1 764	1 103
BPC Site enseignement	2020	30 000	1 237	200	1 200	750
BPC Site recherche	2020	44 000	2 474	2 582	1 760	1 100
Cetiom - Arvalis	2019	2 370	87	39	95	59
ECP BAT A	2017	45 700	2 800	1 900	1 828	1 143
ECP BAT B	2017	27 000	1 100	500	1 080	675
ENS Cachan	2018	63 536	2 993	876	2 541	1 588
ENSAE	2016	15 483	600	187	619	387
Enseignement de la physique	2018	10 000	600	400	400	250
IDEEV	2019	12 000	1 230	469	480	300
Institut Mines Télécom	2018	41 501	2 000	880	1 660	1 038
IPHE - GraduateSchool	2018	5 830	350	233	233	146
Learning Center	2019	11 600	696	464	464	290
TOTAL ESR		353 120	18 867	9 830	14 125	8 828
PART du TOTAL en 2021		45 %	48 %	71 %	47 %	83 %

Source : tableur EPPS au 16 février 2015

Annexe 2 : coûts annuels et cumulés pour ECP, bâtiment A (k€ TTC)

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cas 1 avec réseau, coût annuel	3 218	409	417	426	434	443	452	462	471	481
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	3 218	3 627	4 044	4 470	4 904	5 347	5 799	6 261	6 732	7 213
Cas 2 sans réseau coût annuel	3 938	483	497	511	526	541	556	572	588	605
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	3 938	4 422	4 919	5 430	5 956	6 497	7 053	7 625	8 213	8 818
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	720	794	874	960	1 052	1 149	1 253	1 364	1 481	1 605
En % (cas2-cas1)/cas2	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

Année	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Cas 1 avec réseau, coût annuel	491	502	513	524	535	547	559	572	584	598
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	7 705	8 206	8 719	9 243	9 778	10 325	10 884	11 456	12 040	12 638
Cas 2 sans réseau coût annuel	622	640	658	677	697	716	737	758	780	802
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	9 441	10 081	10 739	11 416	12 113	12 829	13 566	14 324	15 104	15 906
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	1 736	1 874	2 020	2 174	2 335	2 504	2 682	2 869	3 064	3 268
En % (cas2-cas1)/cas2	18%	19%	19%	19%	19%	20%	20%	20%	20%	21%

Année	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Cas 1 avec réseau, coût annuel	611	625	640	655	670	686	702	718	736	753
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	13 249	13 875	14 514	15 169	15 839	16 524	17 226	17 945	18 680	19 433
Cas 2 sans réseau coût annuel	825	849	873	898	924	950	978	1 006	1 035	1 064
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	16 731	17 580	18 453	19 351	20 275	21 225	22 203	23 209	24 243	25 308
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	3 482	3 705	3 939	4 182	4 436	4 701	4 977	5 264	5 563	5 875
En % (cas2-cas1)/cas2	21%	21%	21%	22%	22%	22%	22%	23%	23%	23%

Source : tableur EPPS au 23 février 2015

Annexe 3 : coûts annuels et cumulés pour un logement (k€ TTC)

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cas 1 avec réseau, coût annuel	198	44	45	46	47	48	49	50	51	52
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	198	242	287	333	380	428	477	527	579	631
Cas 2 sans réseau coût annuel	278	47	48	50	52	53	55	57	59	61
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	278	325	373	423	474	528	583	640	699	761
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	80	83	86	90	94	100	106	113	121	130
En % (cas2-cas1)/cas2	29%	25%	23%	21%	20%	19%	18%	18%	17%	17%

Année	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Cas 1 avec réseau, coût annuel	54	55	56	57	59	e	61	63	64	66
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	685	740	796	853	912	972	1 033	1 096	1 161	1 227
Cas 2 sans réseau coût annuel	63	66	68	70	73	75	e	81	84	87
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	824	890	958	1 028	1 101	1 177	1 255	1 336	1 420	1 506
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	139	150	162	175	189	205	222	239	259	280
En % (cas2-cas1)/cas2	17%	17%	17%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	19%

Année	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Cas 1 avec réseau, coût annuel	68	69	71	73	74	76	78	80	82	84
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	1 294	1 363	1 434	1 507	1 581	1 657	1 735	1 815	1 897	1 981
Cas 2 sans réseau coût annuel	90	93	96	100	103	107	111	114	118	123
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	1 596	1 689	1 785	1 885	1 988	2 095	2 205	2 320	2 438	2 561
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	302	326	351	378	407	438	470	505	541	580
En % (cas2-cas1)/cas2	19 %	19 %	20 %	20 %	20 %	21 %	21 %	22 %	22 %	23 %

Source : tableur EPPS au 23 février 2015

Annexe 4 : coûts annuels et cumulés pour l'ensemble des preneurs (M€ TTC)

Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cas 1 avec réseau, coût annuel	26,9	5,5	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2	6,4	6,5
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	26,9	32,4	38,0	43,7	49,6	55,6	61,7	67,9	74,3	80,8
Cas 2 sans réseau coût annuel	34,3	6,2	6,4	6,6	6,8	7,0	7,3	7,5	7,7	7,9
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	34,3	40,6	47,0	53,6	60,4	67,5	74,7	82,2	89,9	97,9
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	7,5	8,2	9,0	9,9	10,8	11,9	13,0	14,3	15,6	17,0
En % (cas2-cas1)/cas2	22%	20%	19%	18%	18%	18%	17%	17%	17%	17%

Année	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Cas 1 avec réseau, coût annuel	6,7	6,8	7,0	7,1	7,3	7,5	7,6	7,8	8,0	8,2
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	87,5	94,3	101,3	108,4	115,7	123,2	130,8	138,6	146,6	155
Cas 2 sans réseau coût annuel	8,2	8,4	8,7	9,0	9,2	9,5	9,8	10,1	10,4	10,8
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	106,0	114,5	123,2	132,1	141,4	150,9	160,7	170,8	181,3	192
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	18,5	20,1	21,9	23,7	25,7	27,7	29,9	32,2	34,7	37,2
En % (cas2-cas1)/cas2	17%	18%	18%	18%	18%	18%	19%	19%	19%	19%

Année	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Cas 1 avec réseau, coût annuel	8,4	8,6	8,8	9,0	9,2	9,4	9,7	9,9	10,1	10,4
Cas 1 avec réseau, coût cumulé	163,2	171,7	180,5	189,5	198,7	208,1	217,8	227,7	237,8	248,2
Cas 2 sans réseau coût annuel	11,1	11,4	11,8	12,2	12,5	12,9	13,3	13,7	14,2	14,6
Cas 2 Sans réseau coût cumulé	203,1	214,5	226,3	238,5	251,0	263,9	277,2	291,0	305,1	320
Ecart des coûts cumulés cas 2-cas 1	39,9	42,8	45,8	49,0	52,3	55,8	59,4	63,3	67,3	71,5
En % (cas2-cas1)/cas2	20%	20%	20%	21%	21%	21%	21%	22%	22%	22%

Source : tableur EPPS au 23 février 2015

Annexe 5 : Business Plan : EBITDA et EBIT(k€ TTC)

Année	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EBITDA	-381	-557	-245	438	917	1485	1633	2110	2138	2168
EBIT	-641	-1 192	-1 053	-370	109	677	826	1 302	1 330	1 360

Année	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
EBITDA	2 198	2 229	2 262	2 295	2 330	2 366	2 404	2 442	2 482	2 523
EBIT	1 390	1 421	1 454	1 488	1 522	1 558	1 596	1 634	1 674	1 715

Année	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
EBITDA	2 566	2 610	2 655	2 701	2 749	2 798	2 850	2 903	2 958	3 015
EBIT	1 758	1 798	1 842	1 889	1 937	1 986	2 038	2 091	2 146	2 203

Source : tableur EPPS au 16 février 2015

Annexe 6 : Liste des documents communiqués aux experts

Dossier initial (20 octobre 2014)

[D1] Réseau de chaleur et de froid de Paris-Saclay, Dossier technique et économique (EPPS, 15 octobre 2014, 45 pages). *Document principal qui décrit le projet et ses performances techniques, environnementales et économiques.*

[D2] Note financière relative au Business Plan AMO (Tilia, rev 1 du 22 septembre 2014, 22 pages). *Note présentant les premières hypothèses de tarification en cohérence avec le modèle économique du réseau.*

[P1] Réseau de chaleur et de froid de Paris-Saclay, Financement, Modélisation et Tarification (Tilia, 13 octobre 2014, 27 pages). *Présentation synthétique de type Powerpoint du modèle économique et tarifaire.*

[E1] Comparatif des solutions énergétiques (rev8, 15 octobre 2014, 8 onglets puis versions du 16 et 23 février 2015). *Ce fichier Excel comprend le détail des hypothèses et modèles de calcul utilisés pour comparer le réseau à des solutions individuelles performantes.*

[E2] Modèle économique (version 4-2, 10 septembre 2014, 21 onglets puis versions du 16 et 23 février 2015). *Fichier Excel complet du modèle économique du réseau de chaleur.*

Etudes préalables

[D3] Etude de faisabilité d'un réseau de chaleur (Altostep, mars à septembre 2012 selon les notes, 187 pages). *Etude de faisabilité technique du réseau de chaleur réalisée en 2011/2012 comportant 5 notes sur le diagnostic existant, l'étude des besoins énergétiques, les optimisations du réseau de chaleur, la production de chaleur et la récupération de chaleur sr les data center.*

[D4] Assistance à Maîtrise d'Ouvrage pour la stratégie énergétique de Paris-Saclay, Rapport final de la tranche ferme (Tilia, 7 janvier 2014, 101 pages) *Etude technico économique du réseau de chaleur réalisée en 2013*

[D5] Assistance à Maîtrise d'Ouvrage pour la stratégie énergétique de Paris-Saclay, Rapport de la phase conditionnelle (Tilia, 21 novembre 2013, 23 pages). *Etude technico économique du réseau de chaleur réalisée en 2013 (tranche conditionnelle) proposant un montage juridique pour le projet.*

Programmation immobilière

[E3] Programmation des puissances de consommations (v1, novembre 2014, 7 volets). *Il s'agit d'un fichier Excel qui liste l'ensemble des programmes immobiliers qui seront construits sur les 2 ZAC ainsi que les besoins énergétiques (soit connus se leurs études de conception sont avancés, soit estimés à l'aide de ratios). Les profils de consommation sont également fournis dans ce fichier.*

[P2m] Phasage programmation – ZAC Moulon. *Illustration géographique du calendrier de la programmation immobilière de la ZAC du Moulon.*

[P2p] Phasage programmation – ZAC Polytechnique. *Illustration géographique du calendrier de la programmation immobilière de la ZAC de l'Ecole Polytechnique.*

[P3] Réseau de chaleur et projets immobiliers : Analyse des risques techniques et immobiliers (EPPS, 5 novembre 2014, 3 pages). *Tableau récapitulatif le planning des projets immobiliers, le stade d'avancement de leurs études de conception, l'impact du réseau de chaleur sur leur projet ainsi que la possibilité de proposer une solution alternative si le réseau n'était pas réalisé.*

[F1]-[F6] Fiches projets avancés. *Pour chacun des 6 projets les plus avancés – à savoir ECP, ENS, ENSAE, IMT, IPVF et lot C3.3 – une fiche projet a été réalisée.*

Schéma directeur technique

[P4m] Moulon – Tracé du réseau envisagé – installations centralisées à l'ouest

[P4p] Polytechnique – Tracé du réseau envisagé

Plans du tracé prévisionnel sur les deux ZAC.

Compléments géothermie

[P5] Définition des conditions d'accès à la ressource géothermique en Ile-De-France (ADEME et BRGM, novembre 2007, 57 pages). *Etude générale sur la nappe de l'Albien.*

[P6] Etudes hydrogéologiques de la nappe de l'Albien du plateau de Saclay (GEOTHER, Novembre 2014, 47 pages). *Etude hydrologique sur la ressource Albien au droit des deux ZAC et proposition d'implantation des forages. Cette étude précise également les coûts associés (investissement et fonctionnement).*

Documents à transmettre aux preneurs

[D6] Spécifications, Réseau de chaleur et de froid Paris-Saclay (v10.1, EPPS, 21 pages). *Ce document est la dernière version des éléments que nous transmettons aux preneurs. Il décrit la solution réseau de chaleur, les limites de prestation entre le futur opérateur du réseau et les bâtiments raccordés et précise les réservations de surface nécessaires pour les installations techniques du réseau de chaleur.*

Ces éléments sont intégrés aux promesses de vente, dans le CCCT (cahier des charges de cession de terrain).

Documents de contexte du projet de réseau Saclay

[D7] Paris Saclay, Un projet scientifique, économique et urbain (EPPS, 44 pages). *Présentation générale du projet Paris Saclay.*

[D7m] Le projet urbain de Moulon, Gif-sur-Yvette/Orsay/Saint-Aubin (EPPS, Mars 2014, 28 pages). *Présentation générale de la ZAC du quartier du Moulon.*

[D7p] Le quartier de l'Ecole Polytechnique, Palaiseau-Saclay (EPPS, mars 2014, 28 pages). *Présentation générale de la ZAC du quartier de l'Ecole Polytechnique.*

[D8] Le réseau de chaleur et de froid du campus urbain Paris Saclay (EPPS, 6 pages). *Plaquette de présentation du réseau de chaleur et de froid de Paris-Saclay.*

[P7] Réseau de chaleur et de froid du campus urbain Paris Saclay, présentation au MESR (EPPS, 25 mars 2014, 16 pages)

[P8] Réseau de chaleur et de froid, Paris Saclay, présentation aux présidents et directeurs des établissements d'enseignement supérieur (EPPS, 5 mars 2014, 54 pages)

Documents complémentaires

[D9] Contrat de développement territorial Paris-Saclay Territoire Sud (Projet v6 du 23 juillet 2013, 220 pages). *CDT Sud Plateau approuvé en septembre 2013.*

[D10] Extraits du Contrat de développement territorial (11 pages). *Extraction des chapitres énergie du CDT Sud Plateau approuvé en septembre 2013.*

[D11m] Délibération n°2013-251 sur la création de la ZAC Moulon (CAPS, 19 décembre 2013, 5 pages)

[D11p] Délibération n°48 du CA : Réalisation de la Zone d'Aménagement du quartier de l'Ecole Polytechnique sur le territoire des communes de Palaiseau et de Saclay (EPPS, 13 décembre 2013, 2 pages)

[D12] Arrêté du 28 décembre 2012 relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences de performance énergétique des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments autres que ceux concernés par l'article 2 du décret du 26 octobre 2010 relatif aux caractéristiques thermiques et à la performance énergétique des constructions (METL, JO du 1^{er} janvier 2013, 66 pages). *Application de la RT 2012 pour les bâtiments d'enseignement supérieur.*

[D13] Règlement de consultation du Marché de conception, réalisation, exploitation et maintenance d'un réseau de chaleur et de froid (EPPS, 16 pages)

[D14] Cahier des clauses administratives du Marché de conception, réalisation, exploitation et maintenance d'un réseau de chaleur et de froid (EPPS, 64 pages)

[D15] Cahier des clauses techniques du Marché de conception, réalisation, exploitation et maintenance d'un réseau de chaleur et de froid (EPPS, 41 pages)

[D16] Programmation puissances consommations (6 onglets). *Annexe du CCT du CREM sur la programmation immobilière et profils énergétiques.*

[P9] Organigramme de l'EPPS.

[D17] Approvisionnement énergétique du Plateau de Saclay par géothermie profonde (EPPS et ANTEAGroup, version A de juillet 2011, 47 pages). *Etude de faisabilité géothermie profonde. Cette étude conclut notamment que le site de Satory paraît peu favorable à l'exploitation de la nappe du Dogger.*

[D18] Etude de préfaisabilité hydrogéologique et technique de mise en œuvre d'un réseau de chaleur basse température (Archambault Conseil et EPPS, décembre 2011, 76 pages). *Etudes de préfaisabilité des sables de Fontainebleau, Lutécien, Néocomien et Albien.*

Annexe 7 : Bibliographie

[Quinet, 2013] Commissariat général à la Stratégie et à la Prospective (2013, septembre) « Evaluation socioéconomique des investissements publics », rapport de la mission présidée par Emile QUINET

[Quinet, 2009] Centre d'Analyse Stratégique (2009, mars) « La valeur tutélaire du carbone », rapport de la Commission présidée par Alain QUINET

Annexe 8 : Valeur tutélaire du carbone

Ce calcul est basé sur les hypothèses suivantes.

1/ Comme recommandé dans le Rapport de la mission présidée par Emile QUINET (septembre 2013) "Evaluation socio-économique des investissements publics" (Commissariat général à la Stratégie et à la Prospective), page 123, la valeur tutélaire de la tonne de CO₂ est estimée à 32 €₂₀₀₈ en 2010 et croît jusqu'à 100 €₂₀₀₈ en 2030, puis augmente au rythme de 4,5 % par an en euros constants.

2/ Entre 2010 et 2030, on suppose ici que cette valeur tutélaire (en €₂₀₀₈) croît à taux constant, soit une multiplication annuelle par le facteur $(100/32)^{(1/20)} = 1,0571$. La valeur tutélaire de la tonne de CO₂ en €₂₀₀₈ se lit en colonne 2 du tableau qui suit. En 2014, elle vaut ainsi 40,19 €₂₀₀₈.

3/ Au-delà de 2030 la valeur tutélaire en €₂₀₀₈ croît de 4,5 % par an, ce qui soulève la question : jusqu'à quand ? La discussion de cette question renvoie au "Rapport de la commission présidée par Alain QUINET" (avril 2009) "La valeur tutélaire du carbone" (Centre d'Analyse Stratégique) et notamment aux annexes (chapitres 6 et 7, pages 336 à 373). Pour simplifier, on propose ici de limiter l'horizon à 30 ans au-delà de la mise en service du réseau de chaleur, soit l'année 2046 ; ce qui suppose que, au-delà, les installations prenant le relais ne rejettent plus dans l'atmosphère aucun CO₂ d'origine fossile, que ce soit dans le cas 1 (avec réseau de chaleur) ou dans le cas 2 (scénario de référence, sans réseau de chaleur). Si tel n'était pas le cas, il conviendrait d'estimer au-delà de 2046 la chronique des écarts de rejets de CO₂ fossile entre le cas 1 et le cas 2 et d'utiliser une chronique de la valeur tutélaire de la tonne de CO₂ qui resterait à spécifier.

4/ Pour convertir en €₂₀₁₅, on utilise ici l'hypothèse suivante :

a) Selon Eurostat, l'indice harmonisé des prix à la consommation (base 100 en 2005) est passé en France de 106,82 en 2008 à 114,88 en 2013, soit une multiplication par 1,07545.

b) Selon la Note de Conjoncture de décembre 2014 de l'INSEE, le taux de croissance de l'indice des prix à la consommation en 2014 par rapport à 2013 a été de 0,5 %. C'est ce même taux qui est ici envisagé pour l'inflation en 2015.

c) Dans ces conditions le facteur de conversion des prix à la consommation entre 2008 et 2015 est de $1,07545 * 1,005^2 = 1,086233$. La colonne 3 du tableau donne l'évolution de la valeur tutélaire en €₂₀₁₅ du CO₂ entre 2015 et 2046.

4/ Passage en euros courants : il faut faire des hypothèses sur l'évolution de l'indice des prix à la consommation.

La colonne 4 du tableau donne l'évolution de cet indice dans l'hypothèse où l'inflation annuelle serait de 2 % ; la colonne 5 donne l'évolution de la valeur tutélaire en euros courants de la tonne de CO₂ entre 2015 et 2046.

Valeur tutélaire de la tonne de CO₂				
Date	en € 2008	en € 2015	Indice prix à la conso base 1,00 en 2015	
			inflation 2 % par an	en € courant
2010	32,00			
2011	33,88			
2012	35,86			
2013	37,96			
2014	40,19			
2015	42,55	46,22	1,0000	46,22
2016	45,04	48,93	1,0200	49,90
2017	47,68	51,79	1,0404	53,89
2018	50,48	54,83	1,0612	58,19
2019	53,44	58,05	1,0824	62,83
2020	56,57	61,45	1,1041	67,84
2021	59,89	65,05	1,1262	73,26
2022	63,40	68,87	1,1487	79,10
2023	67,12	72,90	1,1717	85,42
2024	71,05	77,18	1,1951	92,23
2025	75,22	81,70	1,2190	99,59
2026	79,63	86,49	1,2434	107,54
2027	84,29	91,56	1,2682	116,12
2028	89,24	96,93	1,2936	125,39
2029	94,47	102,62	1,3195	135,40
2030	100,00	108,62	1,3459	146,19
2031	104,50	113,51	1,3728	155,83
2032	109,20	118,62	1,4002	166,10
2033	114,12	123,96	1,4282	177,04
2034	119,25	129,53	1,4568	188,71
2035	124,62	135,36	1,4859	201,14
2036	130,23	141,46	1,5157	214,40
2037	136,09	147,82	1,5460	228,53
2038	142,21	154,47	1,5769	243,59
2039	148,61	161,42	1,6084	259,64
2040	155,30	168,69	1,6406	276,75
2041	162,29	176,28	1,6734	294,99
2042	169,59	184,21	1,7069	314,43
2043	177,22	192,50	1,7410	335,15
2044	185,19	201,16	1,7758	357,24
2045	193,53	210,22	1,8114	380,78

Annexe 9

**Tableau 11 : Résultats des tests de sensibilité dans le cas 1 « avec réseau de chaleur »
(M€₂₀₁₅)**

Scénarios testés	Coût total TTC des « preneurs » concernés	Coût pour l'Etat (Subventions - recettes de TVA)	Valeur tutélaire des émissions de CO₂	Coût total actualisé du point de vue de l'intérêt général
Rappel du scénario central	122,4	- 4,7	7,0	124,7
+1 % sur taux annuel d'inflation	118,4	- 4,5	5,9	119,8
+1 % sur variation annuelle du prix réel du gaz	123,8	- 4,8	7,0	126,0
+1 % sur variation annuelle du prix réel de l'électricité	125,6	- 4,9	7,0	127,8
+1 % sur variation annuelle du prix réel du gaz et de l'électricité	127,2	- 4,9	7,0	129,2
Taux d'actualisation de 2,5 %	137,4	- 5,5	8,4	140,3
Taux d'actualisation de 4,5 %	110,1	- 4,0	5,9	111,9

Source : experts à partir du tableur EPPS du 23 février 2015