STROM SA

Commune de Lutry

Chauffage à distance par pompes à chaleur avec prise d'eau au lac

Zone sous les voies CFF à Lutry

Étude de faisabilité

Ström SA, Erik & Thomas Söderström, ing. EPFL

1 SYNTHÈSE DU RAPPORT

1.1 Contexte

La Commune de Lutry souhaite alimenter ses bâtiments communaux et offrir à ses habitants une solution d'énergie renouvelable pour l'alimentation de leurs bâtiments en chaleur.

La planification énergétique territoriale[1] réalisée en 2014 a identifié le lac comme source potentielle pour un réseau de chauffage à distance (CAD) pour la région au sud des voies CFF, mais les études n'ont pas été poursuivies dans ce sens.

Plusieurs réseaux CAD prenant leur énergie dans le lac ont été développés dernièrement avec succès et cette solution pourrait être appliquée à la partie basse de la Commune de Lutry.

Une étude d'intention préliminaire a été effectuée et a montré la possibilité de réaliser un CAD basé sur une prise d'eau au lac pour une partie du secteur Ouest de la Commune de Lutry sous les voies CFF.

La Commune de Lutry désire poursuivre dans cette voie et dans ce but, cette étude a été réalisée pour la faisabilité technique et l'établissement d'un devis préliminaire intentionnel pour l'ensemble de la zone sous voie CFF. Un coût d'exploitation, les coûts financiers et une estimation de l'énergie distribuée ont été estimés.

L'étude compare deux variantes principales sous forme d'une variante avec une solution centralisée et une variante décentralisée avec la possibilité d'injection de ressources énergétiques situationnelles.

Le présent rapport rassemble les résultats de cette étude de faisabilité pour permettre la prise de décision ou non d'entreprendre les phases d'avant-projet.

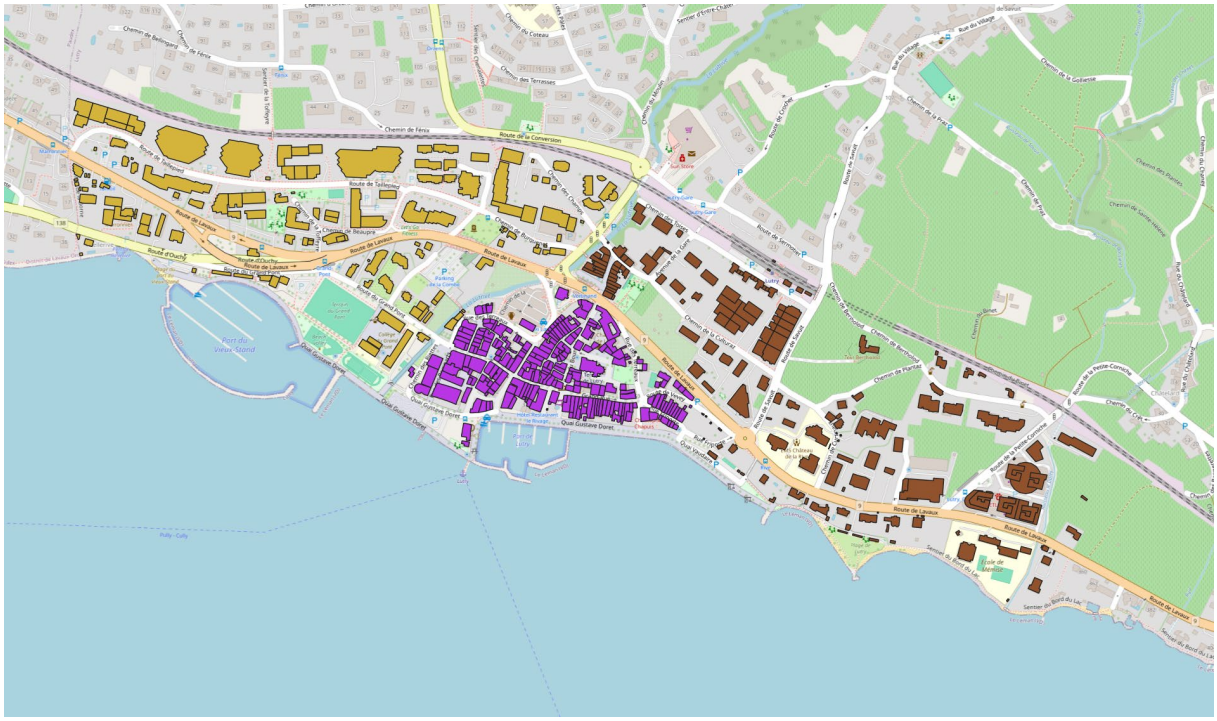
[1] PET Lutry Novitas 2014

1.2 Méthodologie

L'étude a suivi les étapes suivantes :

1) Besoins énergétiques pour les quartiers de Lutry sous les voies CFF.
   Le territoire est divisé en trois parties soit

   a. Bourg (violet)
   b. Est (brun)
   c. Ouest (jaune)



2) Ressources situationnelles
   a. Eau du Lac
   b. Géothermie
   c. Rejet de chaleur de la STEP
   d. Solaire

3) Variantes de réseau
   a. Réseau anergie (décentralisé)
   b. Réseau centralisé

4) Évaluation des coûts de l'ouvrage

5) Bilan Énergétique

6) Plan financier

1.3 Résumé

Besoins énergétiques

Le quartier situé sous les voies CFF présente actuellement des besoins énergétiques estimés à 32 GWh, avec les caractéristiques suivantes :

- 41 % sont des grands consommateurs, c'est-à-dire des bâtiments consommant plus de 100'000 kWh/an.
- 82 % des bâtiments sont alimentés par des énergies fossiles.
- 78 % des bâtiments ont été construits avant l'année 2000 et sans rénovation lourde depuis.

Les besoins énergétiques par quartier sont répartis de la manière suivante :

- Quartier de l'Ouest : environ 15.2 GWh, soit 50 % des besoins totaux, avec 67 % de grands consommateurs.
- Quartier de l'Est : environ 7.8 GWh, avec 14 % de grands consommateurs.
- Quartier du Bourg : environ 9.0 GWh, avec seulement 5 % de grands consommateurs, dont le CAD communal.

Chauffage à distance (CAD)

Les hypothèses retenues pour estimer les besoins futurs des quartiers sont les suivantes :

- Le nombre d'habitants dans cette région de Lutry n'évoluera pas, à l'exception du nouveau quartier Burquenet, inclus dans le secteur Ouest.
- Après rénovation, on estime que les besoins énergétiques représenteront 80 % des besoins actuels à terme avec un taux de rénovation des bâtiments estimé de 2 %/an.
- 60 % des bâtiments actuellement raccordés aux énergies fossiles seront raccordés, à terme, au CAD.

Les besoins futurs, en termes de puissance, sont ainsi estimés à :

- 7.4 MW pour l'ensemble des quartiers sous les voies CFF, selon répartition suivantes :
    - 3.8 MW pour le quartier de l'Ouest,
    - 1.7 MW pour le quartier de l'Est,
    - 1.9 MW pour le quartier du Bourg.

Variantes

Le lac constitue la source privilégiée pour l'alimentation du CAD, en raison de son caractère abondant, renouvelable et quasiment "inépuisable". Une station de pompage située à l'Est du port de Lutry pourrait ainsi alimenter un CAD.

Deux variantes principales existent pour le CAD avec prise d'eau au lac.

1) Variante centralisée

Cette variante consiste à installer une centrale de chauffe équipée de pompes à chaleur (PAC) qui élèvent la température à environ 70 °C. L'énergie est ensuite distribuée via un réseau de CAD haute température, et les bâtiments se connectent à ce réseau et prennent la chaleur grâce à des échangeurs de chaleur.

Avantages :

- Nécessite peu d'espace dans les bâtiments.
- PAC regroupées en un seul lieu. Entretien facilité.
- Adaptée lorsqu'il existe une forte concentration de demandes en énergie.

Inconvénients :

- Pertes de chaleur importantes dans le réseau, surtout hors période de chauffage, notamment lors de la production d'eau chaude sanitaire seule en été.
- Coefficient de performance (COP) faible (2,7 à 3), car il faut élever la température à un niveau élevé toute l'année, notamment pour l'eau chaude sanitaire (ECS).
- Conduites isolées nécessaires, ce qui augmente les coûts de construction.
- Refroidir les bâtiments n'est possible qu'en installant un deuxième réseau.
- Des lyres sont nécessaires pour limiter les problèmes de dilatation.

2) Variante décentralisée

Dans cette option, le réseau CAD fonctionne à la température de l'eau du lac, et chaque bâtiment extrait l'énergie par des PAC individuelles installées localement.

Avantages :

- Possibilité de rafraîchir les bâtiments avec un seul et même réseau.
- Pertes de chaleur minimisées, voire inexistantes ; la terre peut même injecter de la chaleur dans le réseau par contact.
- Les conduites ne nécessitent pas d'isolation et sont posées comme un réseau d'eau classique.
- Extension progressive du réseau facilité.
- Chaque bâtiment peut installer et entretenir sa propre PAC, comme avec une solution au mazout, gaz ou autre.
- COP élevé (4 à 5).
- Permet l'intégration d'autres sources d'énergie à presque n'importe quel point du réseau. Cela peut permettre une augmentation future de la puissance distribuée par le CAD sans augmentation de diamètres des conduites
- Synergie production-consommation « Solaire + PAC » sans coût de transport électrique.

Inconvénients :

- Entretien de chaque PAC dans les différents bâtiments.
- Isolation des bâtiments desservis par des radiateurs nécessaire pour éviter une température élevée et un COP défavorable.

Les deux variantes sont réalisables et c'est la configuration du réseau et des consommateurs qui indique la solution la plus efficiente. L'étude de variantes a montré que

le CAD décentralisé présente le plus grand potentiel dans le cas de Lutry sous voies CFF, car il est plus efficient du point de vue énergétique, permet de récupérer des énergies disponibles, telles que les eaux usées et permet une synergie plus importante avec le solaire sur les bâtiments en autoconsommation. Les besoins en pompage sont réduits et cette solution en plus permet de rafraîchir les bâtiments en les alimentant en froid durant l'été. Ce rafraîchissement devient de plus en plus d'actualité avec le réchauffement climatique en cours.

Le tableau suivant présente les variantes en termes de consommation et de coût annuel.

	Investissements	Coûts Opérationnels	Coûts 50 ans	Avantages
	mio CHF	mio CHF/an	mio CHF	
Décentralisé anergie	45	1.7	161	Coût Bilan énergétique Rafraîchissement Synergie solaire
Centralisé	47	2.1	188	Acceptance par les propriétaires (place dans le bâtiment)

On note que la version décentralisée est plus intéressante au niveau financier (26 ct/kWh pour anergie vs 30 ct/kWh pour le cas centralisé) et énergétique. Néanmoins, la version centralisée permet une acceptance plus grande des propriétaires, car elle nécessite moins de place dans le bâtiment et, suivant les cas, moins de travaux dans le bâtiment.

Observations

Il est à noter que la réalisation du projet peut se faire de manière progressive, et même, après une étude plus approfondie, en combinant à la fois un système anergie et un système centralisé. En effet, dans certaines zones, il peut être avantageux de regrouper certains bâtiments ou d'adopter une approche centralisée pour un secteur et une approche décentralisée pour un autre.

Il est aussi envisageable de créer un réseau anergie avec des mini-CAD (réseaux de chauffage à distance) à haute température là où cela est nécessaire, ou dans des bâtiments disposant de plus d'espace pour l'installation des équipements.

Cependant, le principe général reste que, sur le plan énergétique, il est plus favorable de transporter de l'énergie à basse température. Cela réduit non seulement les pertes énergétiques lors du transport, mais aussi les pertes de production de chaleur, grâce à un COP (coefficient de performance) plus élevé pour des températures plus basses.

Il est peu probable que le quartier du Bourg puisse être desservi par une solution centralisée en raison de l'emprise dans les routes. De plus, la planification énergétique territoriale (PET) a souligné que la plupart des bâtiments dans le bourg nécessitent des températures élevées. Il est donc essentiel d'identifier les niveaux de température adéquats pour chaque bâtiment et de tenir compte des rénovations énergétiques qui seront exigées par la nouvelle loi sur l'énergie pour développer la solution dans le Bourg.

Il existe des rejets de STEP et un possible accès au lac avec la conduite de prise d'eau au lac du service des eaux de Lausanne dans l'Ouest de Lutry. Ces ressources ne sont pas suffisantes pour alimenter l'entier du CAD. Néanmoins, ceci peut être utilisé comme source

supplémentaire si cela est nécessaire une fois le secteur Est démarré sous réserve de l'acceptation par la Ville de Lausanne. Cela permet notamment de combler des besoins plus élevés que prévu dans les hypothèses notamment si les rénovations sont moins rapides que prévu ou que plus de bâtiments que prévu souhaitent se raccorder.

Financement et exploitation

Les variantes principales pour financer et exploiter les CAD sont par la Commune (SI Lutry) ou par un contracteur ou par une société anonyme (SA). Toutes les variantes existent avec des avantages et inconvénients.

La solution la plus avantageuse pour la Commune et les utilisateurs, mais aussi la plus risquée pour la Commune, est de financer et opérer elle-même, mais cela suppose des ressources supplémentaires au sein des SI Lutry.

La solution intermédiaire consiste à constituer une SA avec, ou non, une participation communale partielle ou entière.

La solution la moins risquée pour la Commune, mais probablement la plus coûteuse (selon le souhait de marge de la Commune) pour les utilisateurs, est de donner la responsabilité à un contracteur de réaliser et d'exploiter.

Le choix est donc avant tout politique pour la décision de l'une ou l'autre des variantes.

Prochaines étapes

Le secteur de l'Ouest est le plus important au niveau des grands consommateurs. Le nouveau collège et le nouveau quartier Burquenet sont aussi dans ce secteur. Il est donc pragmatique de commencer par ce secteur tout en dimensionnant la conduite au lac pour l'ensemble ou partiel du CAD en tenant compte des énergies complémentaires pouvant être associées et suivant la politique choisie à plus long terme au niveau développent du CAD sur le solde de la Commune. Ceci permet de démarrer une première étape avec peu d'intervenants (nombre de bâtiments restreint) et les demandes énergétiques importantes devraient permettre au CAD d'atteindre une balance entre les coûts et les revenus.

Pour réaliser cela, il est nécessaire de décider le mode de fonctionnement de la réalisation du CAD et de son exploitation puis de réaliser un avant-projet sur base soumissions pour une acceptation définitive du projet.

Il est nécessaire d'analyser chaque bâtiment raccordable pour définir l'énergie nécessaire actuelle et future, la place à disposition et la température nécessaire. Ceci permet de plus d'établir un CECB d'une partie des bâtiments pour les propriétaires qui le souhaitent. On note aussi que les données utilisées du canton surestime souvent les consommations. Dès lors une analyse par bâtiment est recommandée avec un processus de lettre d'intention des consommateurs.

Une deuxième étape du CAD serait de démarrer le secteur Est. Celle-ci permet d'aller récupérer les énergies à la STEP et un appoint au Lac par la conduite du service des eaux de Lausanne si nécessaire et si possible.

La troisième étape serait le Bourg. Celle-ci va demander de plus longues études et une synchronisation avec la rénovation des bâtiments et des services.

Abréviations

CA	Communautés d'Autoconsommation
CAD	Chauffage à distance
CoCEn	Conception cantonale de l'énergie (Vaud)
COP	Coefficient de performance énergétique
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EGID	Numéro du bâtiment
CECB	Certificat énergétique cantonal des bâtiments
GWc	Gigawatt crête (puissance = 1'000'000'000 Wc)
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution d'énergie
GC	Génie Civil
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
IPC	indice des prix à la consommation
kWc	Kilowatt crête (puissance = 1'000 Wc)
kWh	Kilowattheure (énergie)
MWh	Mégawattheure (énergie)
MWc	Mégawatt crête (puissance = 1'000'000 Wc)
NPE	Nouvelle politique énergétique
OFEN	Office Fédéral de l'Énergie
PAC	Pompe À Chaleur
RCP	Regroupements dans le cadre de la Consommation Propre
RSI	Retour Sur Investissement
TRI	Taux de Rendement Interne
TWh	Térawattheure (énergie = 1'000'000'000'000 Wh)
VAN	Valeur Actuelle Nette
Wc	Watt crête (puissance)
Wh	Wattheure (énergie)

Documents de bases de ce rapport

- PET Navitas Consilium 2014 & 2018
- Données du canton de Vaud 2024
- Potentiel Aquifère profond CSD 2020

Table des matières

1 SYNTHESE DU RAPPORT 2

1.1 Contexte 2

1.2 Méthodologie 3

1.3 Résumé 4

2 CONTEXTE ENERGETIQUE 11

2.1 Contexte mondial 11

2.2 Stratégie énergétique fédérale 12

2.3 Stratégie énergétique du Canton de Vaud 14

2.4 Potentiel photovoltaïque des bâtiments 14

2.5 Potentiel énergétique des bâtiments 15

2.6 Nouvelles lois sur l'énergie 15

3 BESOINS ENERGETIQUES 17

3.1 Secteur Ouest 20

3.2 Secteur Bourg 21

3.3 Secteur Est 23

3.4 Hypothèses sur les besoins futurs 24

4 RESSOURCE SITUATIONNELLE 25

4.1 Géothermie 25

4.2 Eaux Usée 26

4.3 Step 27

4.4 Lac 27

4.5 Solaire 29

4.6 Souterrain 30

4.7 Résumé des ressources étudiées 30

5 VARIANTE DE RESEAU 32

6 FAISABILITE TECHNIQUE 39

6.1 Zone terrestre 39
6.1.1 Station pompage 39
6.1.2 Conduites principales 40
6.1.3 Centrale de chauffe dans cas centralisé 41

6.2 Zone Lacustre 41
6.2.1 Conduites lacustres avec crépine 41
7 FAISABILITE ECONOMIQUE 43

7.1 Devis général 43
7.1.1 Station de pompage 43
7.1.2 Zone terrestre 43
7.1.3 Zone lacustre 44
7.1.4 Équipement technique STAP 44
7.1.5 Chaufferie 44
7.1.6 Introductions immeubles 44
7.1.7 Introduction électrique STAP 44
7.1.8 Introduction électrique immeubles 44
7.1.9 Télégestion 45
7.1.10 Étude biologique sous-marine 45
7.1.11 Mesures environnementales 45
7.1.12 PAC & Sous station 45
7.1.13 Honoraires 45
7.1.14 Divers et imprévus 46
8 BILAN ENERGETIQUE 46

8.1 Besoins 46

8.2 version anergie 46

8.3 version centralisée 46

8.4 Comparatif du bilan énergétique 47

9 PLAN FINANCIER 48

9.1 Coût exploitation 48

9.2 Subventions 48

9.3 Intérêts et amortissements du réseau 48

9.4 Coût annuel 49
10 CONCLUSIONS 54

2 CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

2.1 Contexte mondial

Le sixième rapport de l'IPCC (GIEC) est sorti le 09.08.2021[2]. Il conclut clairement que l'action humaine est responsable du réchauffement climatique, principalement par le biais des émissions de gaz à effet serre, avec en tête le CO_2. Celles-ci proviennent essentiellement de la combustion des énergies fossiles, comme le montre la Figure 2-1.

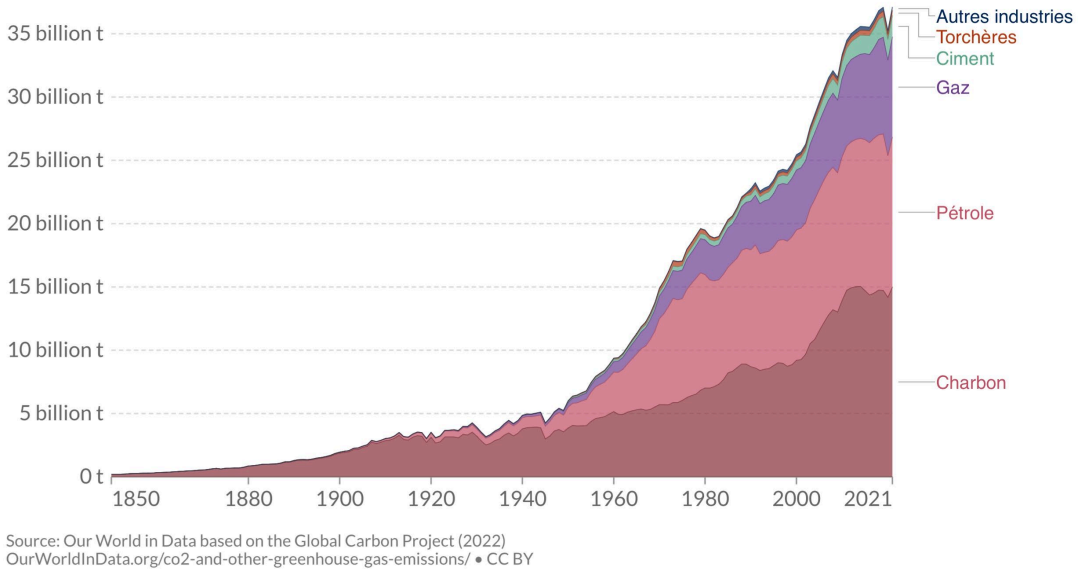
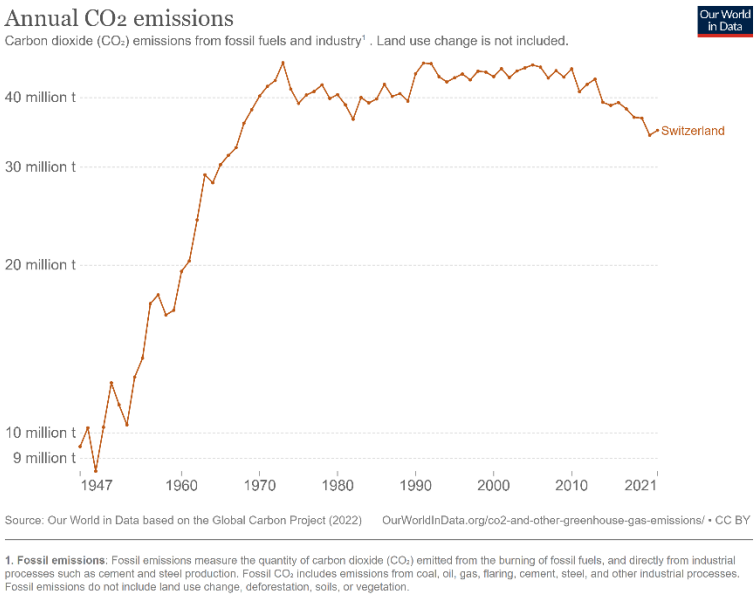


Figure 2-1 : Émission de CO_2 par source d'énergie
(source https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions#co2-emissions-by-sector).



[2] https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/

Figure 2-2 : Émission de CO_2 de la Suisse de 1945 à 2022
Le GIEC prédit également un réchauffement global allant de 1,5 à 4 °C suivant les actions prises par les pays. Un réchauffement au-delà de 1,5 °C aura un impact très significatif sur les conditions de vie sur terre avec une diminution des espaces habitables pour l'homme.
Plus récemment, les tensions géopolitiques autour des énergies fossiles ont été exacerbées par l'invasion de l'armée russe en Ukraine. La crainte de ruptures d'approvisionnement a provoqué une forte volatilité des prix, et fait prendre conscience de l'extrême dépendance énergétique de la Suisse envers des pays exportateurs de gaz et de pétrole aux régimes politiques controversés.
Pour limiter ces impacts, des stratégies fédérale (SE 2050[3]) et du canton de Vaud sont mises en place.

2.2 Stratégie énergétique fédérale

La stratégie énergétique 2050 (SE 2050) de la Confédération a été acceptée le 21 mai 2017 par le peuple.
Ses principaux axes sont les suivants :

Net zéro émission de gaz à effet de serre d'ici 2050.
Réduction des émissions de 50 % d'ici 2030 (accord de Paris).
Sortie progressive du nucléaire (adoptée en 2017).
Équilibre des importations et exportations d'électricité.
Approvisionnement énergétique sûr.
Accroissement de l'efficacité énergétique.
Promotion des énergies renouvelables.

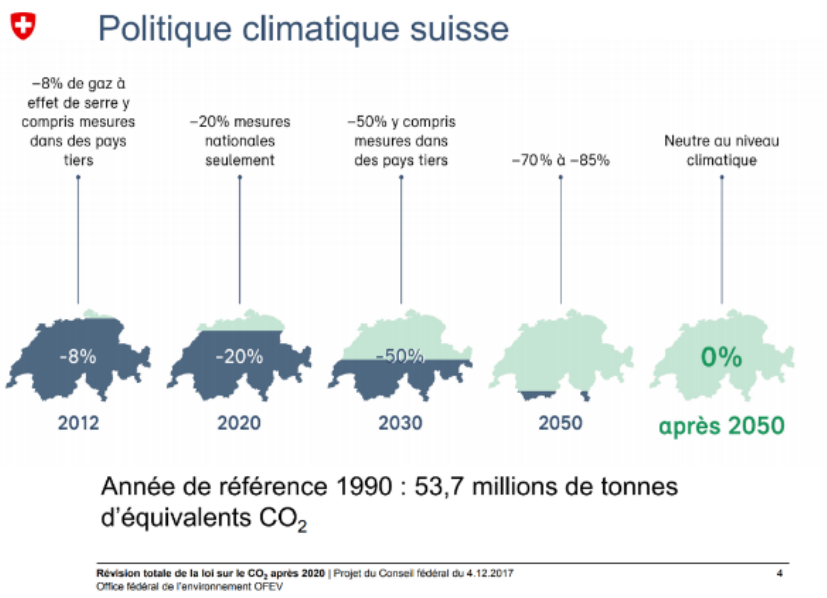


Figure 2-3 : Politique climatique Suisse en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre [4].

[3] La stratégie Énergétique 2050 après l'entrée en vigueur de la loi sur l'énergie https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politik/energiestrategie-2050.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZnIvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvODk5Mw==.html

Les émissions de gaz à effet de serre en Suisse sont essentiellement issues de la combustion des énergies fossiles pour le chauffage des bâtiments et pour le transport routier. Ces deux usages sont aussi les plus gros consommateurs d'énergie brute du pays.
Ils peuvent cependant être électrifiés à l'aide de technologies plus efficientes, ce qui répond à la fois aux exigences de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de réduction de consommation d'énergie. C'est pourquoi la stratégie énergétique fédérale repose sur une électrification massive, tout en mettant l'accent sur un accroissement de la production d'électricité d'origine renouvelable.
La loi sur l'énergie et les ordonnances correspondantes sont entrées en vigueur depuis janvier 2018[4]. L'article 2 de cette loi demande une production indigène d'électricité d'origine renouvelable d'au moins 4'400 GWh en 2020, et d'au moins 11'400 GWh en 2035, en sus de la force hydraulique déjà présente. La répartition de la production d'électricité par types d'énergies renouvelables actuelle et future est présentée dans la *Figure 2-4*.

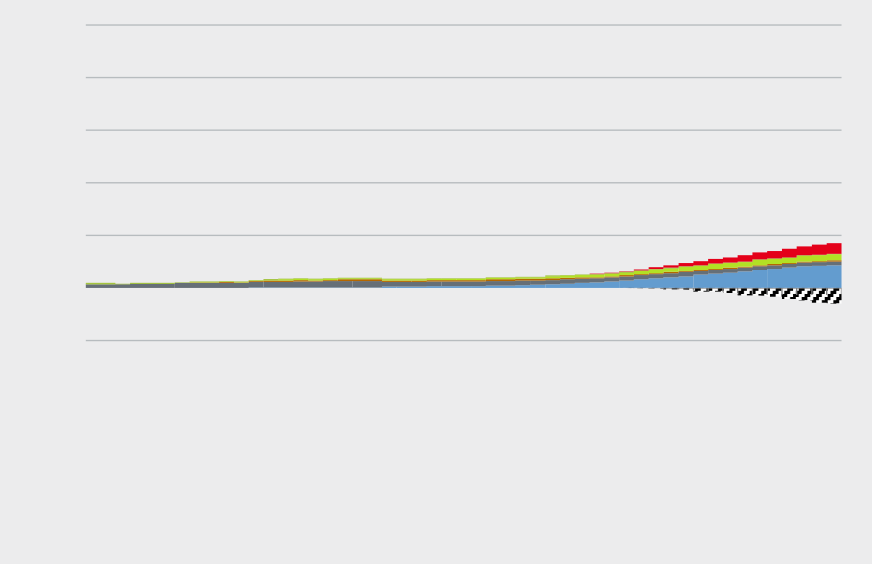


Figure 2-4 : Évolution de la répartition des sources d'énergies renouvelables pour la production d'électricité en Suisse, hors force hydraulique[5].

La *Figure 2-4* illustre qu'il faut dès maintenant une forte croissance des énergies renouvelables pour atteindre les objectifs de la SE 2050 à court, moyen, et long terme.
Cette figure montre aussi que toutes les sources d'énergies renouvelables, soit la valorisation des ordures ménagères (UIOM), le biogaz, le bois, l'éolien, la géothermie et le photovoltaïque, doivent contribuer à l'effort.
Cependant, les études montrent que seul le photovoltaïque a le potentiel de répondre à la forte croissance d'énergie renouvelable requise, y compris dans l'échelle temporelle fixée par le législateur. En effet, les technologies solaires sont aujourd'hui éprouvées, rentables financièrement, et comparativement rapides à déployer.
Dans le document sur les perspectives énergétiques 2050 [4], il est précisé que les objectifs de la loi sur l'énergie 2020 et 2035 pourraient être atteints et dépassés grâce à la seule technologie photovoltaïque.

[4]Loi Fédérale sur l'énergie 2018
https://www.admin.ch/opc/fr/classified-compilation/20121295/index.html
[5] Chronologie SE2050
https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/strategie-energetique-2050.html

2.3 Stratégie énergétique du Canton de Vaud

Les objectifs fédéraux se traduisent au niveau du Canton de Vaud par le biais de la conception cantonale de l'énergie, dite CoCEn[6].
Les objectifs énergétiques précédemment fixés dans la CoCEn à l'horizon 2035 sont désormais prévus pour 2030, par suite du Plan climat adopté en 2020.
En 2050, 50 % de l'énergie consommée dans le canton de Vaud devra être couverte par une production locale et renouvelable. La CoCEn repose notamment sur les axes suivants :

L'amélioration de l'efficience énergétique, technique et comportementale.
Le développement des ressources énergétiques locales et renouvelables, toute l'année.
La sécurité d'approvisionnement par l'adaptation des systèmes et infrastructures énergétiques.

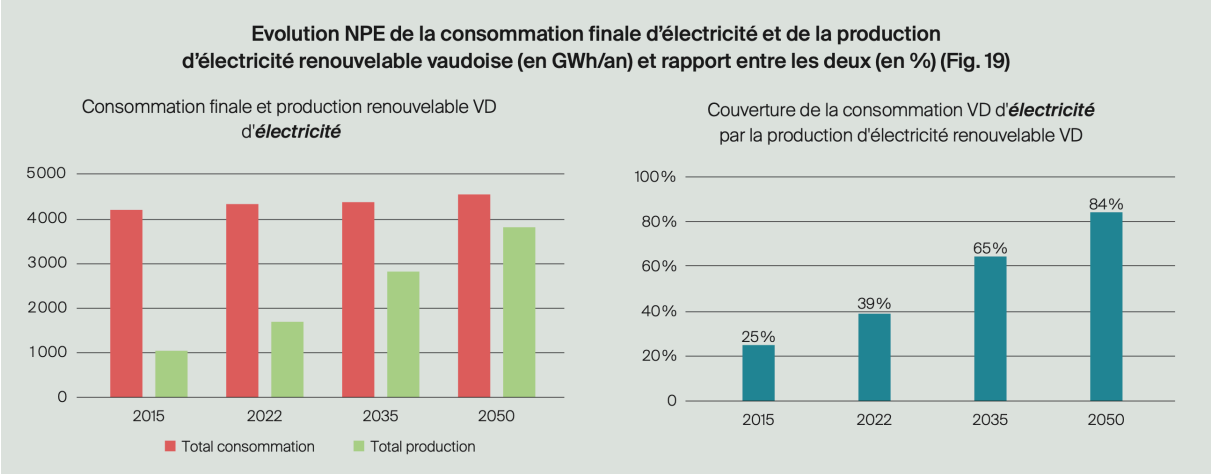


Figure 2-5 : Objectifs cantonaux de la production d'électricité d'origine renouvelable[7].

Le Canton de Vaud reprend aussi des objectifs d'augmentation de production d'électricité d'origine renouvelable sur son territoire.

2.4 Potentiel photovoltaïque des bâtiments

La politique nationale limite, sauf exception, l'occupation des installations photovoltaïques aux surfaces déjà artificialisées.
Selon les études réalisées [8] pour le compte de l'Office Fédéral de l'Énergie (OFEN), le potentiel photovoltaïque des toitures des bâtiments suisses atteint 50 TWh/an si on se limite aux surfaces techniquement et économiquement faciles à exploiter.
Une telle production suffirait, à elle seule, à atteindre les objectifs précités. Les propriétaires fonciers sont donc implicitement invités à équiper leurs toitures d'installations photovoltaïques.
Comme ces installations ont une durée de vie supérieure à 25 ans, il est préférable que l'utilisation de chaque toiture soit maximale.
Des incitations sont en place au niveau national, principalement sous la forme d'une rétribution unique versée la première année et financée par un prélèvement sur le prix de l'électricité. Le

[6] Conception cantonale de l'énergie : CoCEn Vaud
https://www.vd.ch/fileadmin/user_upload/themes/environnement/energie/fichiers_pdf/CoCEn_Pub_complete_20190816.pdf
[7] Conception cantonale de l'énergie : CoCEn Vaud
https://www.vd.ch/fileadmin/user_upload/themes/environnement/energie/fichiers_pdf/CoCEn_Pub_complete_20190816.pdf
[8] Meteotest, Swissolar, OFEN : Das Schweizer PV-Potenzial basierend auf jedem Gebäude (2019).

Canton de Vaud prévoit également des aménagements fiscaux. Les communes complètent parfois le dispositif par d'autres dispositions.

2.5 Potentiel énergétique des bâtiments

Les bâtiments ont un rôle majeur à jouer pour atteindre les objectifs de la stratégie énergétique Suisse. En effet, le parc immobilier compte pour plus de 40 % de la consommation d'énergie finale du pays, et produit plus d'un tiers des émissions de CO_2.
Le mazout et le gaz demeurent encore les moyens de chauffages le plus utilisés en Suisse, respectivement à hauteur de 30 % et 25 %.
La stratégie énergétique 2050 prévoit que les sources d'énergies fossiles ne seront plus utilisées pour le chauffage des bâtiments. Il faudra avoir recours aux énergies renouvelables, telles que le bois et la biomasse, ou exploiter la chaleur ambiante de l'air, du sol ou de l'eau à l'aide de pompes à chaleur.
De façon tout aussi importante, il est prévu d'accroître l'efficacité énergétique des bâtiments. Les besoins de chauffage doivent être réduits par la rénovation de l'enveloppe des constructions existantes, et par des normes plus strictes pour les nouvelles constructions.
Les propriétaires fonciers sont donc invités à assainir leurs biens et à étudier minutieusement la production de chaleur par les moyens précités. Des aides et des subventions sont en place pour l'isolation des bâtiments et le remplacement des chaudières à mazout et à gaz par des chaudières à bois ou des pompes à chaleur.

2.6 Nouvelles lois sur l'énergie

La nouvelle loi fédérale du 9 juin 2024 permet la création de regroupements de consommation propre (RCP) virtuels, ce qui facilite la combinaison des installations solaires des bâtiments en une seule entité pour l'autoconsommation. Cette disposition législative favorise la décentralisation des sources d'énergie et l'optimisation de l'utilisation des ressources renouvelables.
La nouvelle loi vaudoise sur l'énergie qui est en discussion au Grand Conseil impose des améliorations significatives pour les bâtiments et leurs sources de chauffage. Voici un résumé des principales exigences prévues à ce jour dans le cas où cette loi serait adoptée :

1. **Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments** :
    - Les bâtiments dont l'enveloppe énergétique est classée F ou G doivent être améliorés pour atteindre au minimum une classe D d'ici 2035.
    - Cela implique des rénovations importantes pour améliorer l'isolation thermique, réduire les pertes énergétiques et augmenter l'efficacité énergétique globale des bâtiments.
2. **Transition vers des sources de chauffage non fossiles** :
    - Les systèmes de chauffage à base d'énergies fossiles doivent être remplacés par des sources d'énergie renouvelable ou d'autres sources non fossiles avant 2040.
    - Cela inclut l'installation de pompes à chaleur, l'utilisation de biomasse, de géothermie, ou de systèmes de chauffage à distance alimentés par des énergies renouvelables.

Ces exigences sont en ligne avec les objectifs globaux de décarbonisation et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

2.7 Commune de Lutry

La Commune de Lutry souhaite alimenter, totalement ou partiellement, ses bâtiments communaux existants et futurs en énergies renouvelables, tout en offrant la même possibilité à ses habitants.

Dans un premier temps, la Commune envisage la mise en place d'un réseau de chauffage à distance (CAD) à l'Ouest sous les voies CFF avec installation de pompes à chaleur alimentées par l'énergie du lac Léman. Ce réseau desservira le quartier du collège actuel, le projet de collège de la Combe, ainsi que le futur quartier Burquenet.

Cette première phase doit s'inscrire dans une planification générale qui permettra d'intégrer ce CAD à un réseau plus vaste, desservant, en priorité, l'ensemble des bâtiments situés sous la voie de chemin de fer, si cela s'avère pertinent.

3 BESOINS ENERGETIQUES (CHALEUR)

Les besoins énergétiques de la commune et de la zone située sous les voies CFF sont estimés, selon les données du Géoportail du canton, à **92 GWh** et **32 GWh** respectivement. Les bâtiments concernés sont présentés dans les images suivantes.

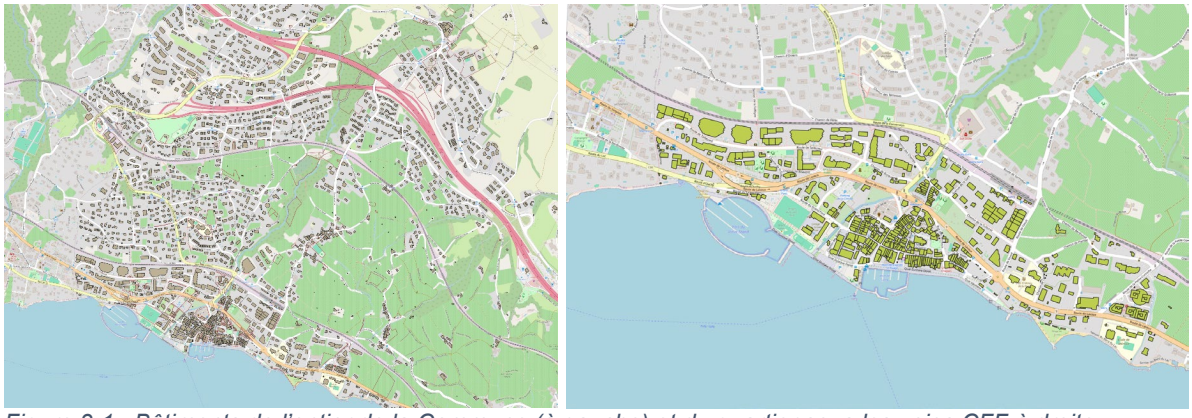


Figure 3-1 : Bâtiments de l'entier de la Commune (à gauche) et du quartier sous les voies CFF à droite.

Étude des bâtiments sous les voies CFF

Cette étude se concentre sur les bâtiments situés sous les voies CFF, comme illustré dans l'image suivante. Pour cette analyse, nous avons choisi de diviser cette région en trois secteurs : **Ouest**, **Est**, et **Bourg**, comme présenté par les bâtiments colorés sur la figure suivante.

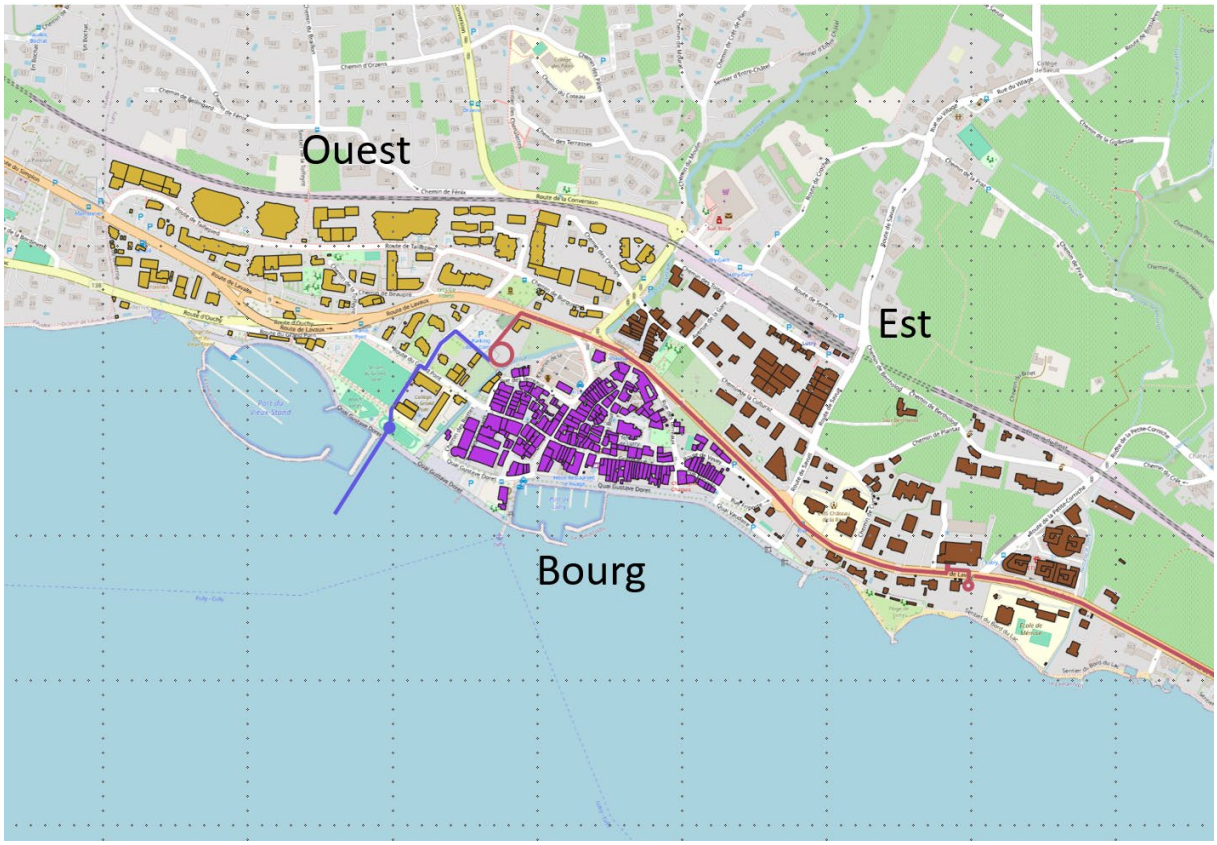


*Figure 3-2 : Bâtiment sous les voies CFF et les secteurs **Ouest**, **Est**, et **Bourg***

Les figures suivantes présentent les types d'énergie utilisées par les bâtiments ainsi que leurs consommations annuelles. On observe que la majorité des bâtiments, soit **82 %**, sont alimentés par des énergies fossiles, et **8 %** par de l'électricité directe. La nouvelle loi vaudoise, si elle est adoptée telle que projetée actuellement, exigera le remplacement de **90 %** des installations de chauffage.
Les consommations annuelles des bâtiments sont réparties :

- 42 % des bâtiments consomment entre 20'000 kWh et 50'000 kWh par an.
- 21 % des bâtiments ont une consommation supérieure à 100'000 kWh/an.

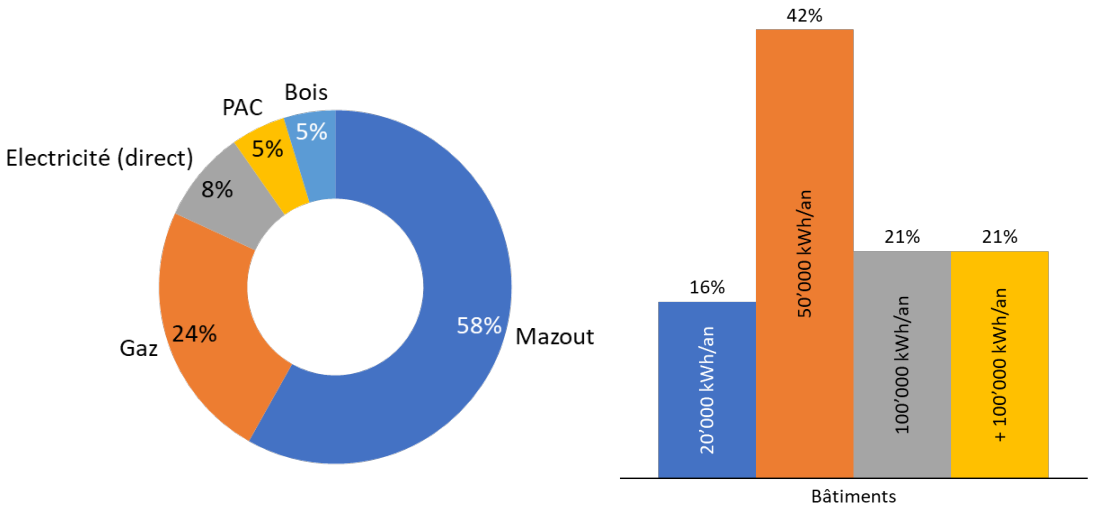


Figure 3-3 : Répartition des types d'énergie et des tailles de consommations des bâtiments des quartiers étudiés sous voies CFF

Le tableau et la figure suivante résument les besoins énergétiques par secteur, le pourcentage de grands bâtiments, ainsi que la proportion de bâtiments construits avant l'an 2000. Il apparaît que 77 % des bâtiments ont été construits avant l'an 2000 et devront, en partie, être rénovés, ce qui entraînera une réduction des besoins énergétiques.

Le quartier du Bourg présente à la fois le plus faible pourcentage de grands bâtiments et la proportion la plus élevée de bâtiments nécessitant une rénovation. Cependant, les aspects techniques et patrimoniaux devront être pris en compte pour cette zone, ce qui pourrait influencer les décisions de rénovation.

Le quartier Ouest est également composé de nombreux bâtiments anciens nécessitant une rénovation, mais il se distingue par la proportion importante de 67 % de grands bâtiments. Ces derniers sont particulièrement intéressants pour un raccordement au CAD, car ils représentent des points de connexion majeurs avec des consommations énergétiques importantes.

Tableau 1 : Résumé des besoins des bâtiments selon les données du canton de Vaud

	Besoins chaleur	en Grands bâtiments > 100'000 kWh	Bâtiments « neufs » construits après 2000
	mio de kWh	%	%
Sous Rail CFF	**32**	**21 %**	**23 %**
CAD Ouest	**15.2**	**67 %**	**7 %**
CAD Est	**7.8**	**14 %**	**21 %**
Bourg	**9.0**	**4.5 %**	**3 %**

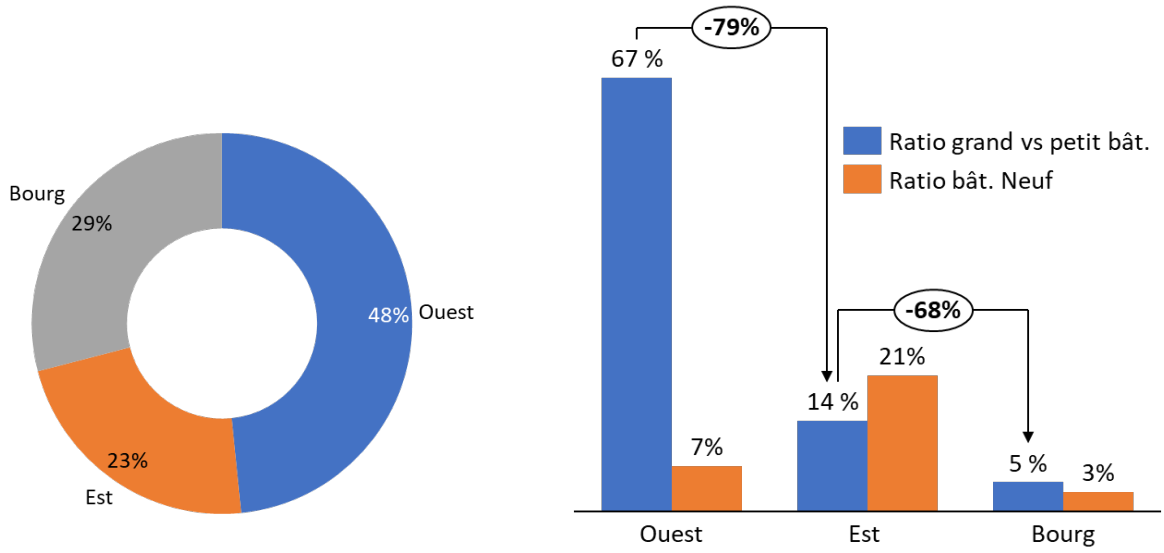


Figure 3-4 : Répartition des besoins par secteur et ratio taille bâtiment et ratio rénovation bâtiment

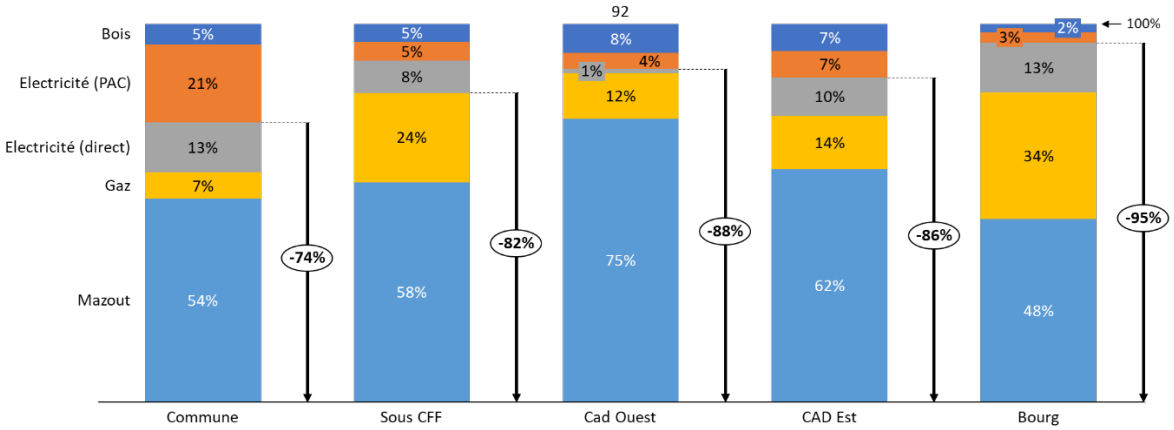


Figure 3-5 Répartition des énergies primaires selon les secteurs

On note que les bâtiments Communaux ont une demande d'environ 2.2 MW et une consommation d'env. 2'600'000 kWh/an soit environ 8 % des besoins du secteur sous voie CFF.

Tableau 2 : Bâtiments Communaux

Lieu	Adresse	Secteur	Puissance kW	Consommation kWh
Collège Grand-Pont	Route du Grand-Pont 31	Ouest	310	407'180
Hôtel du Rivage	Rue du Rivage 1	Est	450	820'920
Administration communale	Rue du Château 4	Bourg	550	453'710
SIL Administration	Rue du Voisinand 2	Ouest	30	20'330
SIL Atelier	Chemin des Champs 2	Ouest	400	466'710
Collège Pales	Chemin des Pales 45-55	Ouest	350	362'710
Dépôt voirie	Route de Lavaux 208	Est	50	35'050
APOL	Route de Lavaux 216	Est	30	41'620
Total			2'170	2'608'230

3.1 Secteur Ouest

Le secteur Ouest comprend 92 bâtiments, dont 93 % ont été construits avant les années 2000, ce qui signifie qu'une majorité d'entre eux nécessitent une rénovation de leur enveloppe thermique pour améliorer leur performance énergétique. Ces bâtiments consomment collectivement 15'200'000 kWh d'énergie par an. Parmi eux, 67 % consomment individuellement plus de 100'000 kWh par an. Ces grands bâtiments sont propices au raccordement à un CAD.

En ce qui concerne les sources d'énergie, 70 % de la consommation énergétique du secteur provient du mazout, tandis que 11 % sont alimentés par du gaz. Ces chiffres mettent en évidence une dépendance importante aux combustibles fossiles.

Le secteur ouest présente donc des défis majeurs en termes de rénovation, notamment pour réduire la consommation énergétique globale, améliorer l'efficacité énergétique de l'enveloppe des bâtiments, et diminuer la dépendance aux combustibles fossiles.

Le fait que les bâtiments de ce secteur soient alimentés en mazout suggère que des citernes soient présentes sur place, et donc potentiellement de l'espace à disposition dans les chaufferies de ces bâtiments en cas de changement d'énergie.

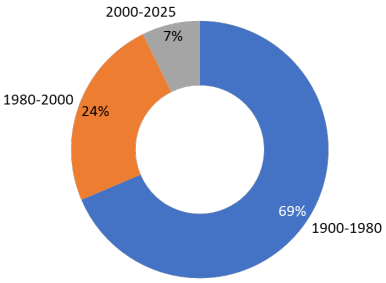


*Figure 3-6 : **Carte du secteur Ouest (à gauche)** : Visualisation géographique des 92 bâtiments, mettant en évidence leur répartition spatiale dans la zone ouest. **Répartition des années de construction (à droite)** : Graphique montrant la proportion des bâtiments selon leur année de construction*

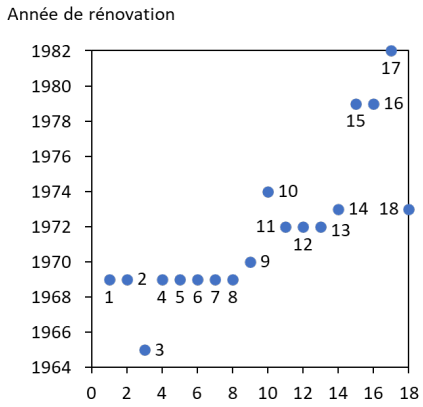
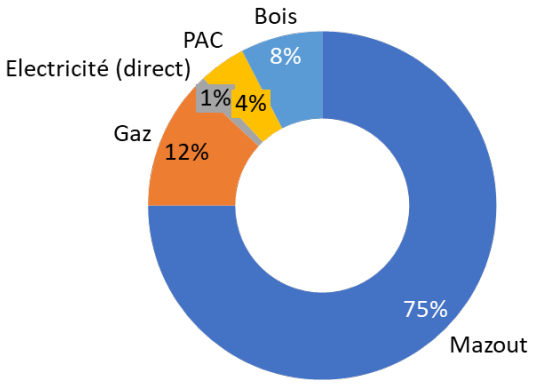


Figure 3-7 à gauche, Année de construction des 18 grands bâtiments sélectionnés en jaune à droite



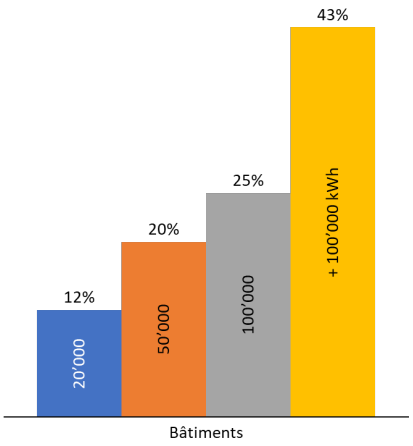


Figure 3-8 : Répartition de l'énergie primaire à gauche et des niveaux de consommation par bâtiment à droite dans le quartier Ouest.

3.2 Secteur Bourg

Le secteur ouest comprend 185 bâtiments, dont 97 % ont été construits avant les années 2000, ce qui signifie qu'une majorité d'entre eux nécessitent une rénovation de leur enveloppe thermique pour améliorer leur performance énergétique. Ces bâtiments consomment collectivement 9'000'000 kWh d'énergie par an. Parmi eux, seuls 4.5 % consomment

individuellement plus de 100'000 kWh par an, ce qui donne de faibles consommations par bâtiment. On note que deux mini cad (Château et Hôtel Rivage) alimenté au gaz appartenant à la Commune de Lutry existent. Ils regroupent environ 8 bâtiments et consomment environ 500'000 kWh/an avec une puissance de 500 kW.

En ce qui concerne les sources d'énergie, 48 % de la consommation énergétique du secteur provient du mazout, tandis que 34 % sont alimentés par du gaz et 13 % en électricité directe. Ces chiffres mettent en évidence une dépendance importante aux combustibles fossiles.

Le secteur du Bourg présente donc des défis majeurs en termes de rénovation, notamment pour réduire la consommation énergétique globale, améliorer l'efficacité énergétique de l'enveloppe des bâtiments, et diminuer la dépendance aux combustibles fossiles. En effet, le site historique rend les isolations périphériques compliquées et les accès et espaces sont des challenges techniques pour changer les systèmes de chauffage et les introductions dans les bâtiments. Le gaz a une contribution significative dans cette partie avec 34 %. La possibilité d'utiliser du gaz renouvelable pourrait apporter une partie de solution.

*Figure 3-9 : **Carte du secteur Ouest (à gauche)** : Visualisation géographique des 185 bâtiments, mettant en évidence leur répartition spatiale du Bourg. **Répartition des années de construction (à droite)** : Graphique montrant la proportion des bâtiments selon leur année de construction*

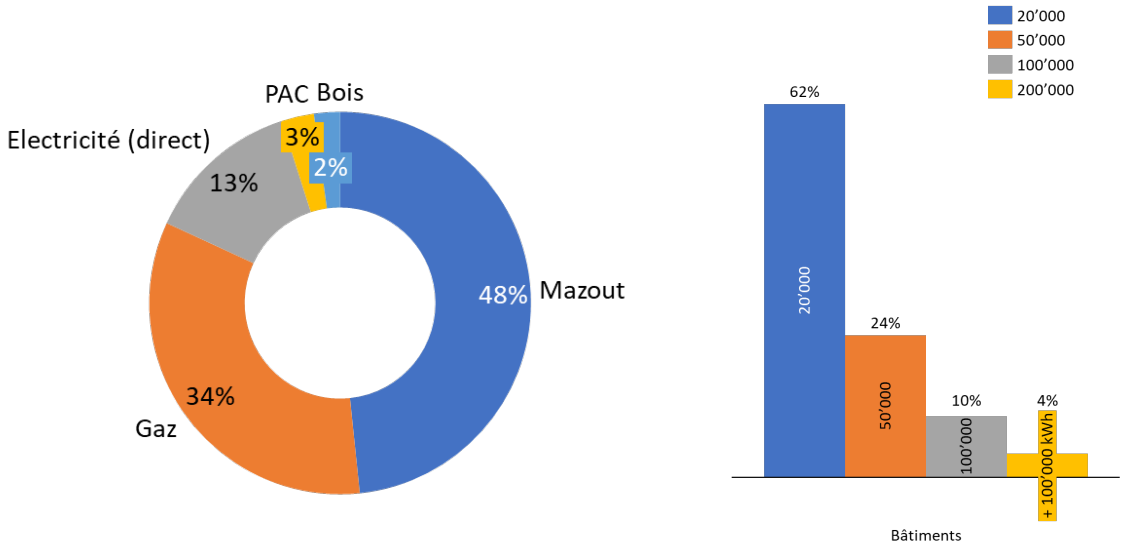


Figure 3-10 : Répartition de l'énergie primaire à gauche et des niveaux de consommation par bâtiment à droite dans le quartier Bourg.

3.3 Secteur Est

Le secteur Est comprend 108 bâtiments, dont 79 % ont été construits avant les années 2000, ce qui signifie qu'une majorité d'entre eux nécessitent une rénovation de leur enveloppe thermique pour améliorer leur performance énergétique. Ces bâtiments consomment collectivement 7'800'000 kWh d'énergie par an. Parmi eux, 14 % consomment individuellement plus de 100'000 kWh par an.

En ce qui concerne les sources d'énergie, 62 % de la consommation énergétique du secteur provient du mazout, tandis que 14 % sont alimentés par du gaz et 10 % en électricité directe. Ces chiffres mettent en évidence une dépendance importante aux combustibles fossiles.

Le secteur Est présente donc des défis majeurs en termes de rénovation, notamment pour réduire la consommation énergétique globale, améliorer l'efficacité énergétique de l'enveloppe des bâtiments, et diminuer la dépendance aux combustibles fossiles.

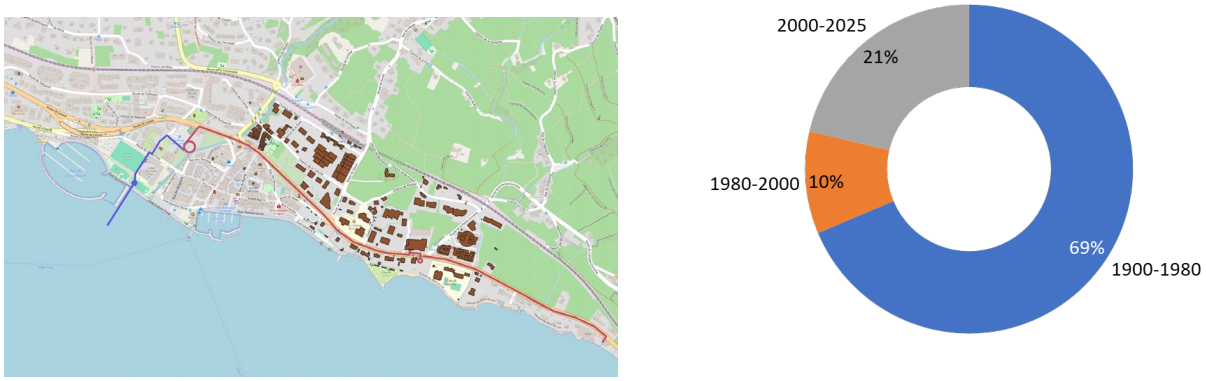


*Figure 3-11 : **Carte du secteur Ouest (à gauche)** : Visualisation géographique des 108 bâtiments, mettant en évidence leur répartition spatiale dans la zone Est. **Répartition des années de construction (à droite)** : Graphique montrant la proportion des bâtiments selon leur année de construction*

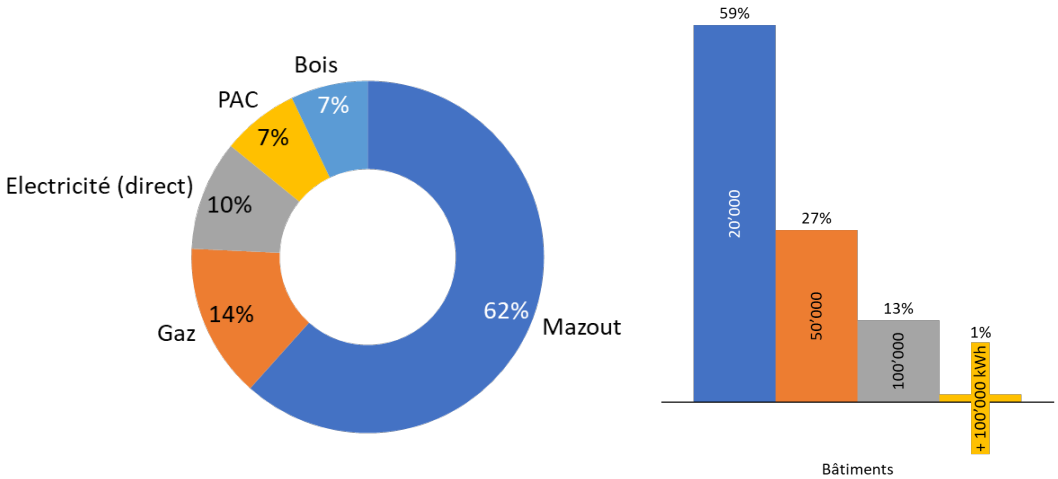


Figure 3-12 : Répartition de l'énergie primaire à gauche et des niveaux de consommation par bâtiment à droite dans le quartier Est.

3.4 Hypothèses sur les besoins futurs

Les besoins d'un futur CAD sont définis avec les hypothèses suivantes

- Nouveau quartier Burquenet
- Nouveau Collège
- Bâtiments optimisés à terme (2040) au niveau énergétique (diminution de 20 % des besoins)
- Taux de raccordement au CAD de 60 %
- Bâtiments aux énergies fossiles raccordés au CAD (taux de 82% considéré)

Ces hypothèses donnent une demande d'env. 13'400'0000 kWh/an de besoin d'énergie chaud et une puissance de 7.4 MW avec 1'850h de fonctionnement résumée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Hypothèses de calculs pour les besoins en chaleur du CAD

	Besoins en chaleur	Taux raccordement	Enveloppe optimisée	Besoins	Puissance
	mio KWh	%	%	mio kWh	MW
Commune	92				
Sous voies CFF	32	60	80	13.4	7.4
CAD Ouest	15.2	60	80	6.8	3.8
CAD Est	7.8	60	80	3.1	1.7
Bourg	9.0	60	80	3.5	1.9

Ces besoins sont à terme (2040) et il doit être tenu compte d'un taux de rénovation énergétique annuel dans le Business plan du CAD.

On admet des besoins de froid potentiel de 25 % par rapport au chaud soit 3'800'000 kWh/an de refroidissement par an.

4 RESSOURCE SITUATIONNELLE

La planification énergétique territoriale de 2014 met en lumière plusieurs sources d'énergie potentielles pour la région, notamment le gaz naturel issu du réseau existant, l'énergie issue du lac, la géothermie, l'énergie solaire, ainsi que l'utilisation des rejets d'eau usée et de la station d'épuration (STEP). Il est à noter qu'il n'y a pas d'industries locales générant des rejets d'énergie exploitables. On note que les zones situées sous les voies ferroviaires des CFF (Chemins de fer fédéraux suisses) sont propices aux forages et que le lac est considéré comme une ressource énergétique illimitée.

Un des défis soulignés concerne l'utilisation de pompes à chaleur (PAC), qui est limitée par la température élevée demandée par les bâtiments actuels. Toutefois, il existe des PAC haute température et il est prévu que la rénovation progressive de l'enveloppe des bâtiments permettra de réduire ces exigences de température, facilitant ainsi l'intégration de solutions plus efficaces à terme. Néanmoins, l'étude spécifique de chaque bâtiment devra être menée. On note que le gaz naturel restera une énergie de transition avec une augmentation possible de la part renouvelable. Le gaz renouvelable comme solution n'est pas intégré à cette étude, mais cela reste une ressource potentielle sous réserve des analyses à réaliser. On note que de manière générale la proportion de gaz renouvelable issue des déchets ou autres ressources reste à l'heure actuelle faible en regard des besoins d'énergie des bâtiments. Dès lors, cette solution devrait être conservée pour les bâtiments qui n'ont pas d'autres possibilités d'alimentation.

4.1 Géothermie

La géothermie est une ressource intéressante et se trouve en zone admissible sur le secteur sous les voies CFF comme présenté ci-dessous. On note qu'environ 9 forages de moyenne profondeur (< 300 m) ont déjà été réalisés en bleu sur l'image suivante. Le potentiel pour des sondes verticales est d'environ 25'000'000 kWh en considérant 500'000 m^2 de surface disponible pur une utilisation de 400 m^2 et permettant de générer 20'000 kWh par sonde.

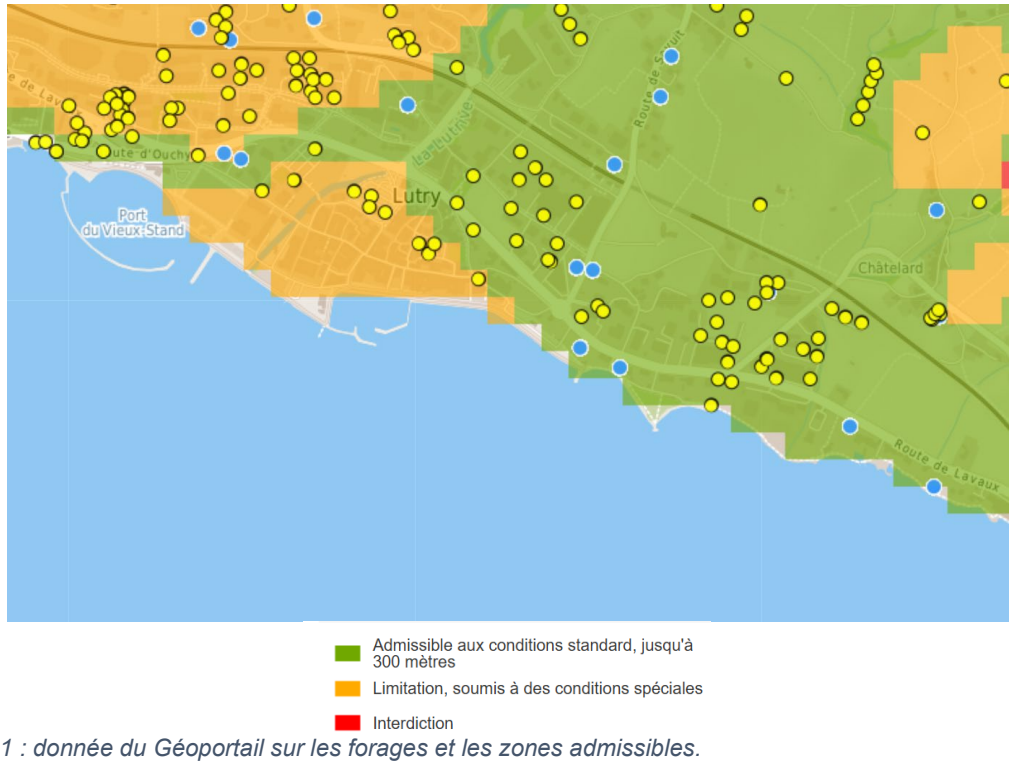


Figure 4-1 : donnée du Géoportail sur les forages et les zones admissibles.

On note en outre que l'étude CSD Ingénieur de 2020 sur la géothermie profonde avait établi un potentiel de 7 MW. Ce potentiel est faible par rapport au risque et au coût de la géothermie profonde et donc cette solution n'est pas prise en compte dans les variantes analysées.

4.2 Eaux Usées

Le collecteur longeant le lac des eaux usées de la ville de Lutry joue un rôle dans la gestion des eaux usées, acheminant ces dernières vers la station de relevage située à l'ouest du bourg. Une étude menée par la Commune en 2022 a permis de mesurer un débit quotidien moyen de 600 m³/jour. Ce flux d'eaux usées offre un potentiel énergétique, avec une capacité estimée à environ 280 kW en continu soit environ 2'500'000 kWh/an, en prenant en compte un delta de température de 10 °C. L'évaluation de ce potentiel thermique ouvre la voie à des opportunités de récupération de cette énergie dans le cas de réalisation d'un réseau compatible.

Figure 4-2 : position du collecteur d'eau au Sud de Lutry et de la station de relevage

De nombreux systèmes de récupération de chaleur à partir des eaux usées existent, tels que le système Fekalino[9], le système Thermwin[10], le système de KASAG[11] ou le système simplifié développé dans le projet pilote de l'OFEN[12]. Certains systèmes nécessitent également la construction d'une fosse en béton, soit dans la route, soit à un autre endroit en changeant le tracé des canalisations d'eaux usées, engendrant ainsi des coûts et des complications importantes pour la faible récupération de chaleur possible. Une évaluation des coûts du système devra être effectuée dans la phase avant-projet.

[9] Voir FEKALINO | Wärme aus Abwasser – Bewährte Technik im Kleinformat.
[10] Voir Systems Concept for Heat Recovery with External Heat Exchanger (HUBER ThermWin) - Picatech Huber AG
[11] Voir Solutions d'échangeurs thermiques (kasag.com)
[12] Söderström et al., https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=53156

4.3 Step

Selon la PET 2014, l'énergie disponible à la STEP issue des rejets est de 2.5 MW avec une génération énergie potentiel d'environ 10'000'000 kWh/an. Néanmoins, La STEP est excentrée et se trouve environ à 1.4 km du centre de Lutry cet qui rend l'utilisation de cette énergie coûteuse dans les premières étapes de développement du CAD, mais certainement une bonne solution pour les extensions lors du développement en direction de l'Est.

Figure 4-3 : Position de la STEP par rapport à Lutry

4.4 Lac

Le lac est une ressource quasiment infinie avec 80 km^3 d'eau renouvelés tous les 11 à 12 ans. La proximité du lac et des habitations en fait une source privilégiée pour un CAD dans cette zone.

Une première approche a été faite en contactant la Direction Générale de l'Environnement au niveau de la possibilité de réaliser une prise d'eau. Il n'y a pas d'objection de principe de la DGE selon leur réponse, mais évidemment cela est sous réserve de l'opposition de tiers, de questions environnementales ou un véto de l'association des pêcheurs.

Il est précisé qu'il n'est pas désiré de conduites de prise d'eau au lac Léman posées les unes à côté des autres, mais des conduites rassemblées pour un usage pour des quartiers. Il est donc nécessaire de mener une réflexion globale sur le site en tenant compte des planifications existantes.

On note que le Service de l'eau de la ville de Lausanne (SEL) exploite une usine de production d'eau potable à Lutry. La centrale, qui se trouve à l'Est de Lutry, a une ancienne conduite désaffectée et une nouvelle conduite de 1.4 m de diamètre pour

l'arrivée d'eau en gravitaire et une conduite de 1 m pour le rejet de l'eau. Une prise et un rejet d'eau sur la conduite SIEL seraient techniquement possibles. L'utilisation de la conduite désaffectée n'est pas impossible, mais demande des études complémentaires pour les coûts de remise en état.

Figure 4-4 : Conduites de Service des Eaux de Lausanne. La Conduite V n'est plus utilisée et la conduite E est existante.

Une visite sur place a permis de montrer les contraintes d'une prise d'eau pour un CAD sur les conduites existantes et en exploitation du SIEL soit

- Aucun réchauffement de l'eau potable n'est souhaité.
- Il n'est pas souhaité d'ajouter du débit dans les conduites afin de ne pas ajouter des moules.
- Le débit minimal dans la conduite est de 640 m^3/h et se trouve dans les périodes de l'hiver.
- Les bassins d'arrivée sont remplis de charbon pour le traitement.

Afin de ne pas ajouter du débit pour minimiser l'apport de moules, on doit se contenter du débit min utiliser par SEL. Celui-ci est trois fois moindre que le débit total nécessaire pour les besoins de la zone sous CFF. Dès lors, une seconde prise d'eau est nécessaire. Néanmoins, ce débit est une possibilité de raccordement complémentaire dans l'étape du secteur Est si les consommations s'avèrent plus importantes que les hypothèses de départ ou que les isolations de bâtiments se font moins rapidement que prévu. Cette option est donc un appoint à garder dans le projet. Il serait possible de prendre l'eau au point E de la figure précédente et de la rendre dans la conduite en respectant les demandes du Service de l'eau de Lausanne. On note que ce n'est pas simple techniquement, mais a priori possible et devra être étudié en détail dans une projet.

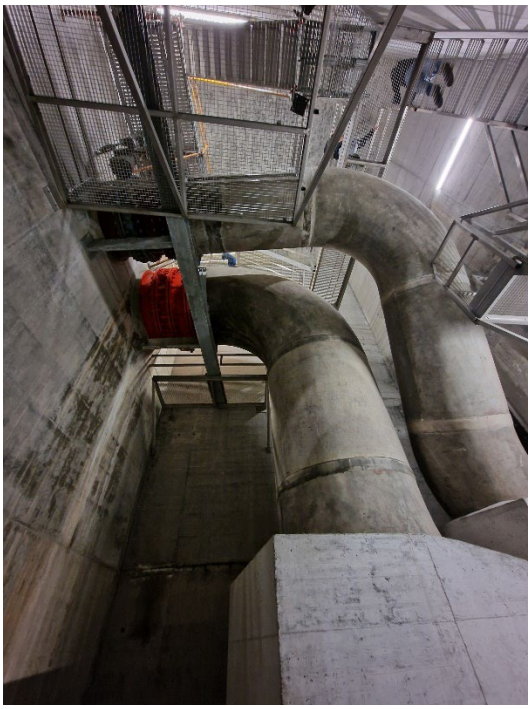


Figure 4-5 : Conduite d'arrivée et rejet au point E de la figure précédente

4.5 Solaire

En cas de couvertures des toitures de la région sous gare de panneaux solaires photovoltaïques cela permettrait de générer environ 22'000 MWh/an électrique selon les données de l'OFEN disponibles. Cette énergie peut être consommée sur place et/ou autoconsommée dans les bâtiments ou réinjectée dans le réseau électrique existant. Elle est une ressource de haute qualité à valoriser là où cela est compatible avec les contraintes du patrimoine.

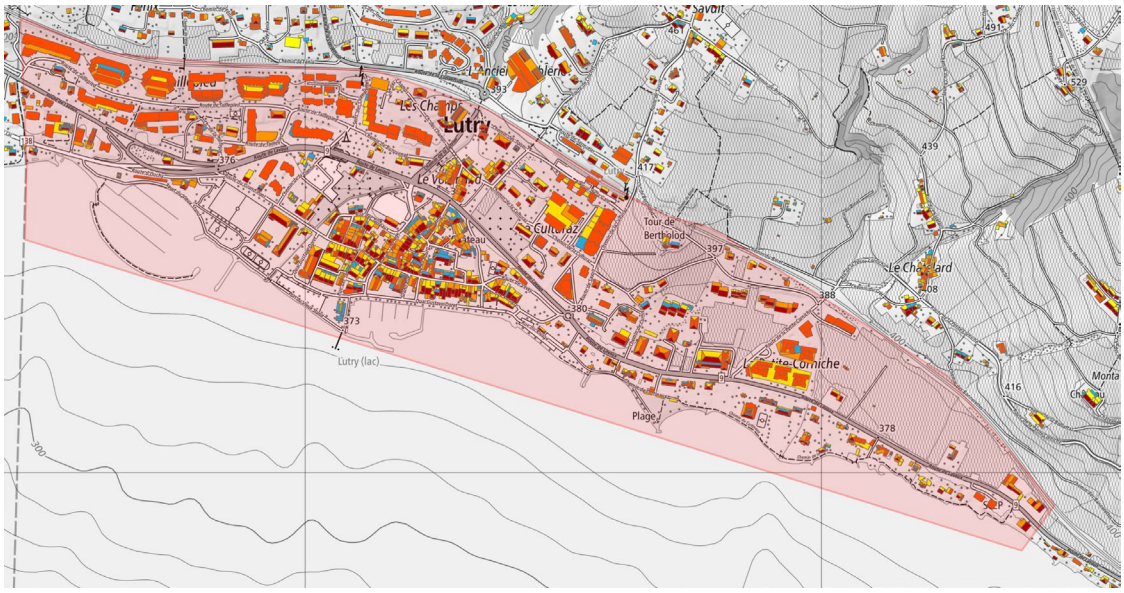


Figure 4-6 : Potentiel solaire des bâtiments de la zone étudiée

On note que le potentiel de solaire thermique serait environ le même, car la meilleure efficacité des panneaux thermique est compensée par les orientations peu intéressantes pour le solaire thermique. Cette énergie thermique qui serait décentralisée pourrait être intégrée à plusieurs points du réseau. Le rapport de Grandvaux a montré qu'il était plus économique de se concentrer sur le solaire photovoltaïque que les solutions thermiques ou hybrides[13].

4.6 Souterrain à faible profondeur

Le projet de Chauffage à Distance (CAD) de Lutry pourrait, suivant le type de réseau choisi, récupérer l'énergie thermique du parking souterrain de la Possession, avec un potentiel estimé de 150'000 kWh/an. Cette énergie, provenant des parois du parking en contact avec le sol, pourrait directement alimenter le réseau anergie pour chauffer l'eau.

Cette solution a été étudiée par l'entreprise Enerdrape sur le parking de la Possession (Etude en Annexe 5). On note que le parking de la Combe sera probablement aussi amené à devenir souterrain et des parkings pour le nouveau quartier seront a priori aussi prévus et pourraient ainsi aussi redonner de l'énergie.

4.7 Résumé des ressources étudiées

En résumé, les ressources étudiées permettent de générer plus de kWh que les besoins futurs du CAD comme présenté sur l'image suivante.

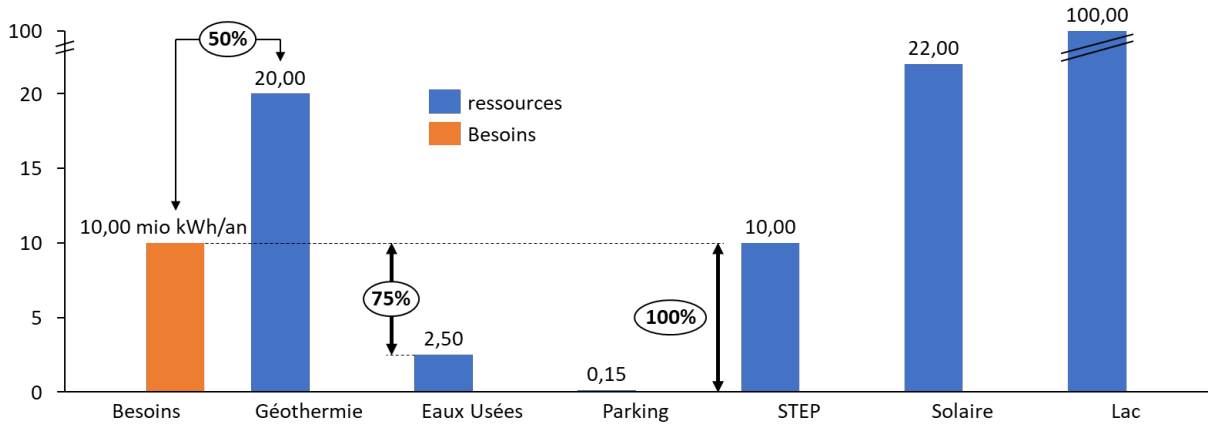


Figure 4-7 : Besoins en énergie du CAD par rapport aux ressources étudiées en kWh/An

La géothermie moyenne profondeur et l'eau du lac peuvent être utilisés comme source principale pour le CAD.

Le lac est une source d'énergie centralisée alors que la géothermie pourrait être complètement ou partiellement décentralisée. La solution décentralisée a le mérite de pouvoir diminuer les coûts de pompage comme montré dans l'étude de Grandvaux[13]. Cependant, dans notre cas, les coûts d'investissement dans les sondes géothermiques sont plusieurs fois supérieurs aux coûts de pompage additionnel ou de

[13] OFEN : Réseaux anergie avec sources primaires décentralisées
https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=53156

réduction des coûts du génie civil. En effet, la géothermie demanderait environ 500 sondes, soit environ 10'000'000 CHF d'investissement. Ceci est trois fois plus important que la solution avec pompage au lac. De plus, le lac est une ressource « quasi infinie » en comparaison des besoins de Lutry. Cette solution eau du lac sera privilégiée et la solution géothermie ne sera pas traitée plus en détail dans cette étude. Elle peut être un complément dans le cas de la réalisation d'un réseau anergie et que la demande à terme est plus grande que prévue et qu'il est cherché une énergie complémentaire plutôt que d'agrandir le pompage au lac.

Les eaux usées sont une énergie complémentaire significative pouvant couvrir environ 30 % des besoins primaires.

La STEP est aussi une énergie complémentaire, mais a le désavantage de se trouver à une grande distance du centre du CAD en tous les cas pour la première étape de celui-ci. Elle pourrait être utilisée lorsque le secteur Est sera développé, permettant de réalimenter le réseau et donc de fonctionner avec des diamètres de conduites plus basses sur le tronçon Bourg-Est ou de complémenter des besoins plus importants que prévu dans les hypothèses actuelles.

Le solaire photovoltaïque peut être utilisé comme source primaire pour alimenter les pompes à chaleur. Le potentiel est environ 10 fois supérieur au besoin du CAD. Néanmoins, la production solaire est principalement en été. Il est donc nécessaire d'avoir une production environ cinq fois plus importante afin de couvrir les besoins en hiver. De plus afin de maximiser l'autoconsommation en hiver, il est important de stocker, l'énergie et le lieu de stockage qui est le plus adéquat peut être dans le bâtiment, comme montré par M. Hutter[14] dans le cas de stockage hebdomadaire. Notez néanmoins que ce potentiel solaire sera limité en raison notamment des exigences au niveau du patrimoine, notamment dans le Bourg.

[14] Hutter et al. Bulletin 2019

5 VARIANTES DE RÉSEAU DE CAD

Plusieurs variantes de CAD sont envisageables avec les ressources mentionnées précédemment. Cette étude se concentre sur un CAD basé sur l'énergie venant de la prise et rejet d'eau au lac Léman.

Dans ce cadre, deux variantes principales sont étudiées :

- Réseau centralisé avec une centrale fournissant de la haute température
- Réseau décentralisé ou dit anergie

Un CAD centralisé, tel que sur la figure suivante, permet de produire de la chaleur de façon centralisée et de distribuer cette énergie thermique aux consommateurs via un réseau, généralement souterrain, de conduites isolées thermiquement. Chaque bâtiment est équipé d'un échangeur de chaleur permettant d'introduire la chaleur dans le réseau de chauffage et production d'eau chaude sanitaire du bâtiment.

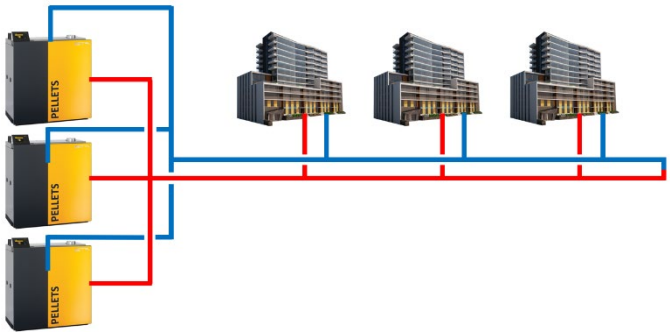


Figure 5-1 illustration d'un CAD centralisé

Un CAD décentralisé est formé d'un réseau anergie en boucle avec des conduites non isolées posées dans le terrain. Chaque bâtiment prend de l'énergie dans ce réseau anergie par une Pompe à Chaleur (PAC) pour la production du chauffage et eau chaude dans chaque bâtiment. La température circulant dans le réseau n'est pas directement utilisable pour le chauffage et nécessite l'utilisation de PAC localisées chez les consommateurs.

Une solution anergie permet de fournir du refroidissement pendant l'été du fait que l'eau de circulation est « froide », ce qui est d'autant plus pertinent que cette demande sera amenée à augmenter dans les années à venir. En outre, cette technologie permet de regrouper des consommateurs ayant des profils de besoins différents (aussi appelés des « prosommateurs »), créant une synergie au sein du réseau. Par exemple, il est possible de produire de l'eau chaude dans un bâtiment en utilisant les rejets thermiques causés par le refroidissement d'un autre bâtiment, et ce, via le réseau anergie.

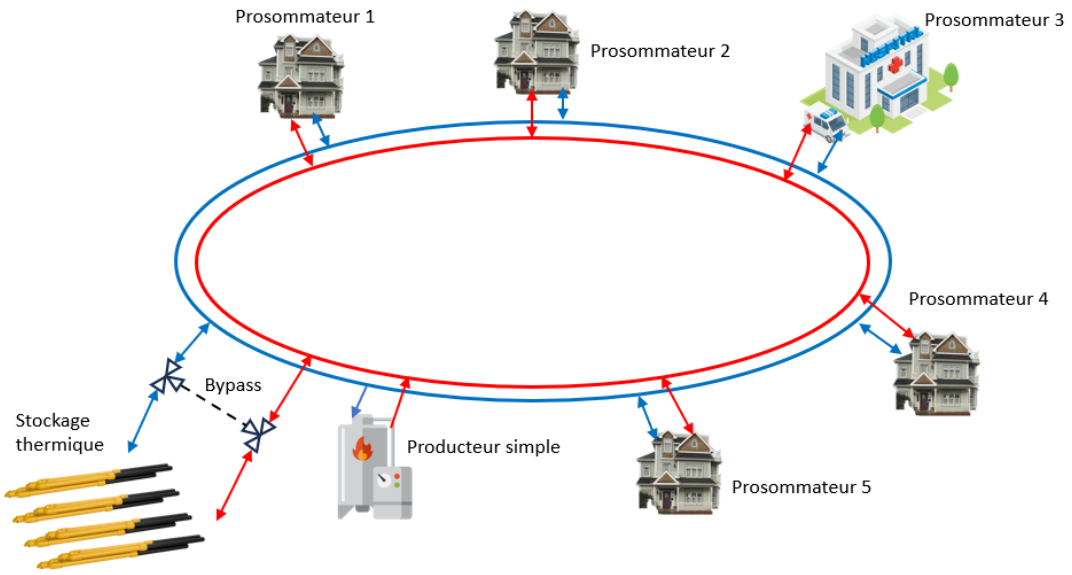


Figure 5-2 : Boucle anergie raccordée à des prosommateurs

Nous appelons prosommateurs des consommateurs qui peuvent en même temps produire et consommer de l'énergie. Dans notre cas, produire de l'eau chaude sanitaire et consommer du rafraîchissement est un exemple de prosommateur dans les deux sens.

Les principales différences entre ces deux variantes de CAD peuvent être listées comme suit :

CARACTERISTIQUE	CENTRALISE	DECENTRALISE
PRODUCTION DE CHALEUR	Centralisée puis distribuée chez les consommateurs. Peu de place en chaufferie.	Décentralisée chez les prosommateurs et permet un échange bivalent de chaleur avec le réseau, et donc avec les autres prosommateurs.
CONDUITES	Isolées thermiquement et besoin de lyres de dilatation.	Pas d'isolation, ni lyre nécessaire.
PRODUCTION DE FROID	Nécessite la création d'un second réseau de distribution.	Intrinsèque à la nature du réseau et peut se faire de manière simultanée et synergique entre les différents prosommateurs.
RECUPERATION DE CHALEUR	Intégrée dans la centrale de production de chaleur. Rend difficile l'intégration de sources de chaleur lointaines géographiquement.	Possible tout au long du parcours de la boucle.
DEPLOIEMENT	Nécessite un emplacement de grande taille pour la centrale de chaleur. Mieux adapté pour de grands réseaux de chaleur avec de gros consommateurs.	Particulièrement adapté à des bâtiments consommant l'énergie de manière complémentaire. Peut être étendu facilement par étape.

La prise d'eau devrait être aussi profonde que nécessaire pour bénéficier d'une eau pas trop froide pour un meilleur rendement des PAC en hiver, tout en ayant une température assez stable pour faciliter les réglages et permettre le rafraîchissement en été.

Le CAD serait alimenté dans les deux variantes en énergie par l'eau du lac à travers un échangeur de chaleur. Nous avons deux réseaux qui échangent de l'énergie, un réseau lac-station de pompage (STAP) et un réseau STAP-Bâtiments. Le réseau lac – STAP a peu de pertes de charges. En effet, c'est un réseau ouvert et les pertes de charges sont principalement dues à l'échangeur entre les deux réseaux.
Le fait de séparer les réseaux eau du lac et CAD permet de limiter le transport de flore ou faune du lac au réseau CAD. Ceci est important pour le problème de prolifération de moules notamment.

Dans le cas de la version décentralisée le réseau STAP – bâtiments serait une boucle fermée donc sans énergie nécessaire pour vaincre l'altitude.
Les pompes de circulation des réseaux seront à vitesse variable et pourront faire circuler l'eau selon le besoin, soit rapidement ou lentement en période intermédiaire lorsque du froid et du chaud sont demandés simultanément au réseau, tel que, par exemple en été, lorsque du froid est demandé en même temps que du chaud pour l'eau chaude.

Dans le cas centralisé, il y a un peu plus de pertes de charges dans le réseau STAP - bâtiments, car le réseau doit être en circulation permanente.

Un schéma de principe est illustré dans la figure suivante pour le cas centralisé et décentralisé.

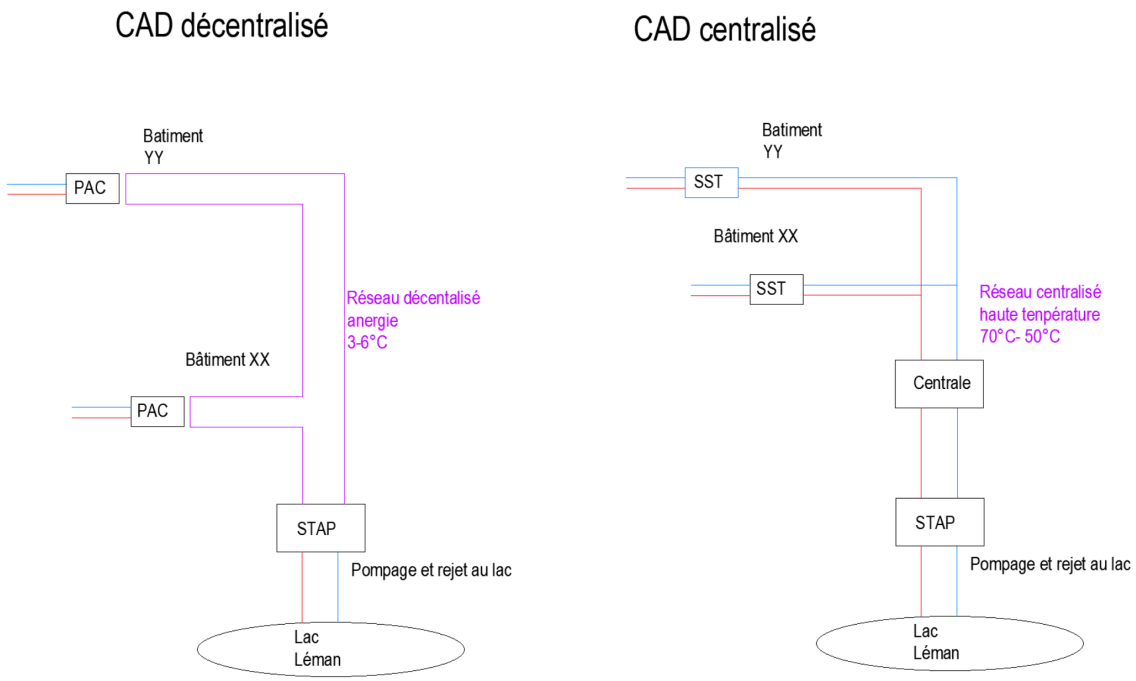


Figure 5-3 : Schéma de principe du réseau décentralisé et centralisé

Anergie/décentralisé

Dans le cas anergie (décentralisé), le réseau peut être comparé à un grand réservoir d'eau dans lequel les bâtiments prennent du chaud ou du froid et que, dès que la température de ce « réservoir » diffère trop, elle est ajustée par la température de l'eau du lac par l'intermédiaire d'un échangeur ou par un autre apport énergétique.

En période été ou périodes intermédiaires, soit lorsqu'il peut avoir des demandes de froid réchauffant le réseau et des demandes de chaud pour eau chaude, le système peut fonctionner avec de faibles apports d'énergie du lac et de faibles débits de circulation dans le réseau CAD.

Il est possible de rajouter un apport extérieur d'énergie à n'importe quel endroit du réseau et les pompes du réseau lac ne vont fonctionner que si nécessaire.

Ces apports peuvent être des sondes géothermiques, de la chaleur des eaux usées, la chaleur de la STEP, une deuxième conduite eau du Lac du Service des Eaux ou de la chaleur de parkings par exemple.

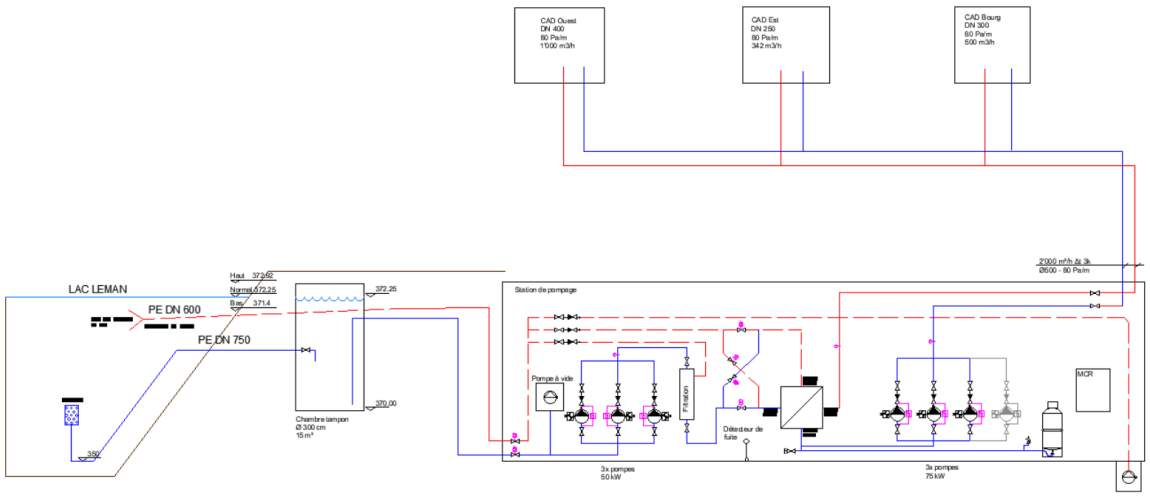


Figure 5-3 : Schéma de principe du réseau décentralisé

Dans les bâtiments, nous avons, dans le cas du réseau décentralisé, une PAC comme présentée dans la figure suivante. Cette PAC est remplacée par un échangeur dans le cas centralisé. La place nécessaire est plus importante 20 à 30 m^2 dans le cas décentralisé que dans le cas centralisé env. 5 à 10 m^2. L'échangeur a presque toujours la place dans un bâtiment dans le cas centralisé et cette place n'est pas toujours disponible dans le cas décentralisé. Dans ce cas pour un réseau anergie, il faut considérer entre autre des solutions de mini CAD.

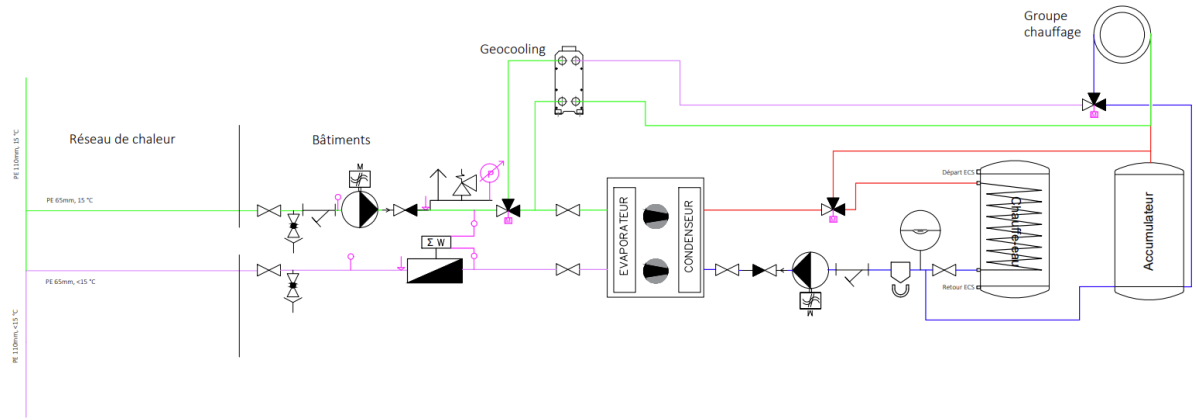


Figure 5-4 : Schéma de principe des chaufferies dans le bâtiment dans le cas anergie. Dans le cas décentralisé la PAC est simplement remplacée par un échangeur et une vanne de régulation

Au niveau de l'emprise dans le sol et les fouilles, les dimensionnements préliminaires demandent des diamètres de tuyaux équivalents d'environ 400 mm, par exemple, pour secteur Ouest dans la version décentralisée. On peut même réaliser le CAD avec une monoconduite au lieu de 2 conduites, ce qui réduit les coûts et l'emprise par env. 40 %. Ce cas est à préciser dans le cadre de l'avant-projet si les études se poursuivent dans ce sens.

On note que l'on pourrait diminuer les tailles des conduites dans le cas anergie si l'on ajoute de la production décentralisée. Cela peut être intéressant dans certains cas et suivant les bâtiments se raccordant.

Centralisé

Dans le cas centralisé, il est nécessaire de rajouter des conduites supplémentaires dans le cas où du froid est désiré et un ajout de chaleur ne peut se faire qu'avec une nouvelle centrale de chauffe. Il y a, malgré l'isolation des conduites, des pertes de chaleur des conduites dans le sol qui peuvent, selon les consommations, être importantes telles que, par exemple, en été où le réseau est chauffé à haute température pour seulement la production d'eau chaude dans les bâtiments.

Le diamètre des tuyaux dans la version centralisée est plus petit que dans la version anergie, mais l'isolation nécessaire implique un diamètre final de même ordre de grandeur voire plus que la version décentralisée. Nous estimons ainsi les fouilles avec la même grandeur dans le cas centralisé ou décentralisé.

Dans le cas haute température de la version centralisée, il faut compter aussi des lyres qui demandent des espaces supplémentaires.

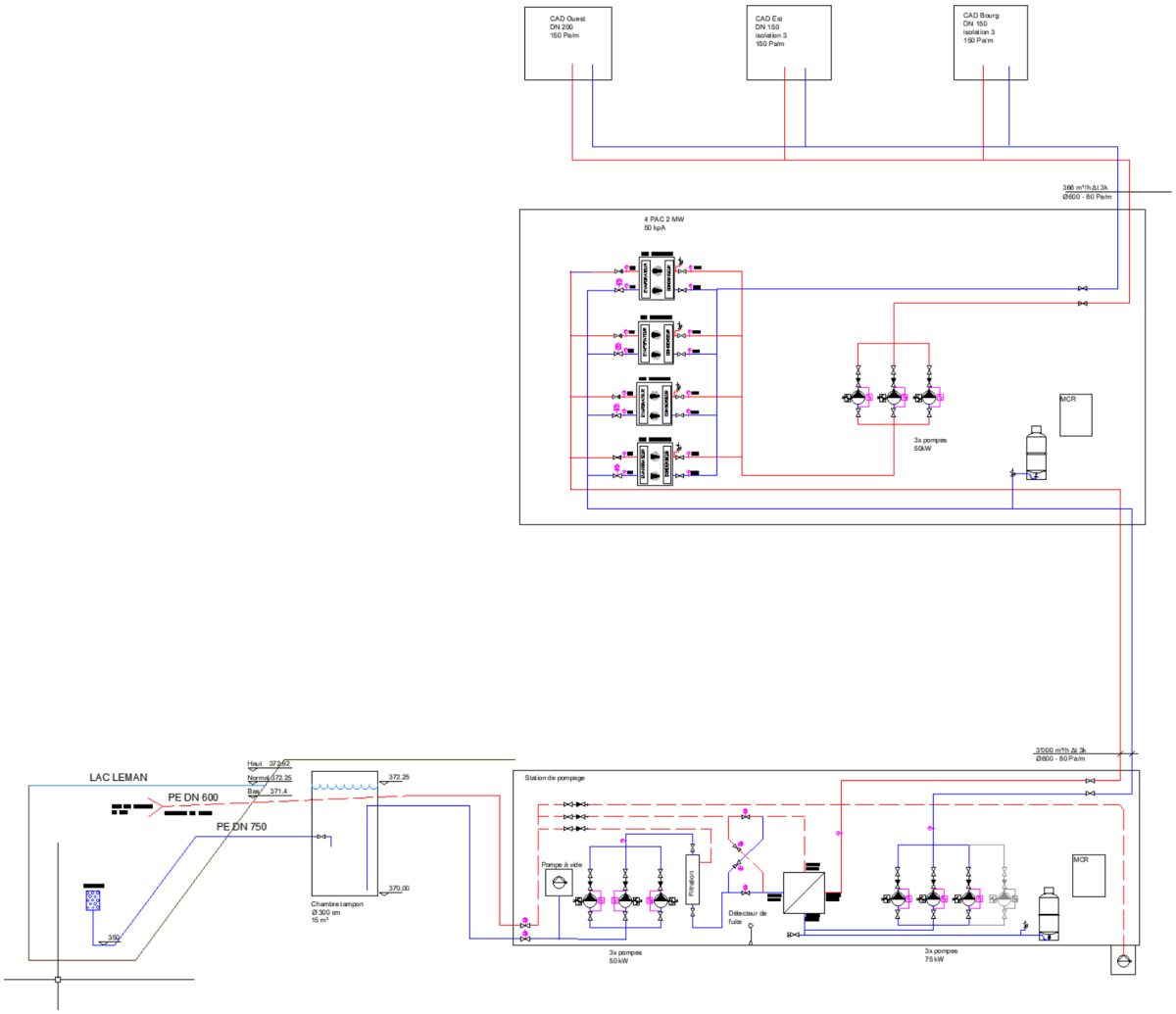


Figure 5-4: Schéma de principe décentralisé

Hypothèses pour les réseaux

Les hypothèses suivantes sont admises pour les réseaux :

- Aucune perte d'énergie dans le réseau dans le cas anergie et une perte de 15 % dans le cas du CAD centralisé.
- COP des PAC dans les bâtiments à 4 pour la version décentralisée
- COP version centralisé a 2.9, car la production est à haute température en pratiquement continu.
- On planifie 2'300 h de fonctionnement à pleine charge pour le chaud et 1'000 h pour le froid.

Certains réseaux sont plus adaptés à un réseau centralisé et d'autres à un réseau décentralisé. Nous récapitulons, ci-dessous, les différents avantages et inconvénients de chaque solution :

A) Variante centralisée

Avantages :
- Nécessite peu d'espace dans les bâtiments.
- PAC regroupées en un seul lieu (centrale de production). Entretien facilité
- Peu d'augmentation de puissance électrique dans les bâtiments.

Inconvénients :
- Pertes de chaleur importantes dans le réseau, surtout hors période de chauffage, notamment lors de la production d'eau chaude sanitaire seul en été.
- Un étage de réseau supplémentaire réseau LAC-STAP STAP-PAC PAC-Bâtiment
- Raccordement difficile pour les faibles demandes en énergie.
- Coefficient de performance (COP) faible (2,5 à 3), car il faut élever la température à un niveau élevé.
- Conduites isolées nécessaires, ce qui augmente les coûts et complique les extensions.
- Trois réseaux sont nécessaires 1. LAC-STAP 2. STAP-Centrale 3. Centrale-CAD
- Refroidir les bâtiments n'est possible qu'en installant un deuxième réseau.
- Des lyres sont nécessaires pour limiter les problèmes de dilatation.
- Les petites routes du Bourg sont très compliquées dans l'exécution.

B) Variante décentralisée

Avantages :
- Possibilité de rafraîchir les bâtiments.
- Pertes de chaleur minimisées, voire inexistantes ; le terrain peut même injecter de la chaleur dans le réseau par contact.
- Les conduites ne nécessitent pas d'isolation et sont posées comme un réseau d'eau classique.
- Extension progressive du réseau possible.
- Chaque bâtiment peut installer et entretenir sa propre PAC, comme avec une solution au mazout, gaz ou autre.
- COP élevé (4 à 5).
- Permet l'intégration d'autres sources d'énergie à presque n'importe quel point du réseau. Cela peut permettre d'augmenter la puissance délivrée du CAD sans augmenter le diamètre des conduites et/ou la prise d'eau au lac
- Possibilité de monoconduite dans le cas de boucle diminuant le coût des conduites, des fouilles et l'emprise au sol.

Inconvénients :
- Entretien de chaque PAC dans les différents bâtiments, néanmoins bon marché env. 100 CHF/an selon étude OFEN[15]
- Isolation des bâtiments desservis par des radiateurs nécessaire pour éviter une température élevée et un COP défavorable.
- Demande une étude précise sur les besoins des bâtiments et le « timing » des rénovations énergétiques pour assurer le bon fonctionnement du CAD.
- Nécessite une gestion des besoins et des consommations plus précises

[15] AQ PAC, Hubacher et Bernal OFEN 2012

6 FAISABILITÉ TECHNIQUE

La faisabilité technique a une base commune dans les deux réseaux représentée sur la figue suivante soit

- Une zone lacustre
- Une zone terrestre
- Une zone STAP
- Une centrale de chauffe (cas centralisé)
- Conduites terrestre pour zone Ouest, Est et Bourg (non représenté ci-dessous)

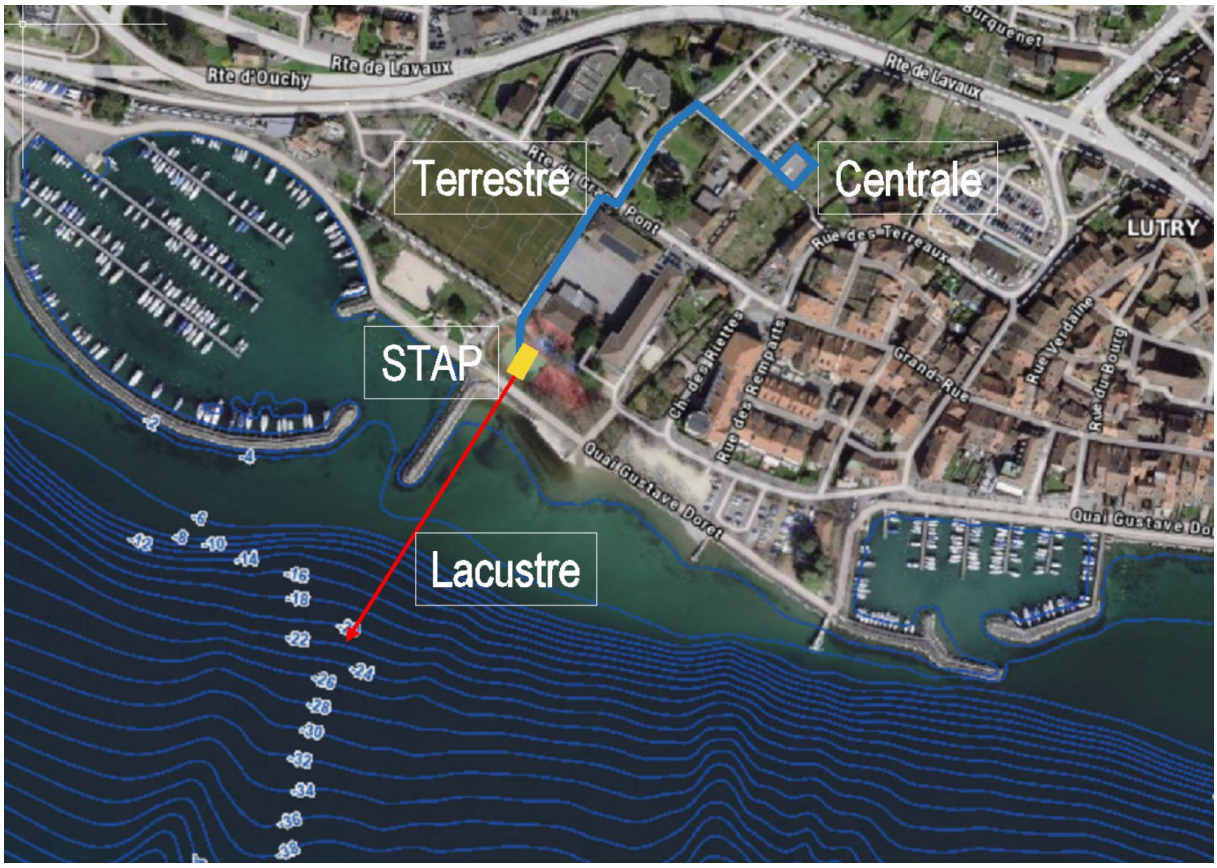


Figure 6-1 : Situation des zones

6.1 Zone terrestre

6.1.1 Station pompage

Une station de pompage est nécessaire pour, d'une part, être un échangeur thermique entre l'eau du lac et le CAD et, d'autre part, contenir les pompes faisant circuler l'eau dans les conduites principales.

Cette station peut être réalisée en souterrain et serait située à l'Est du port et ne devrait pas poser de problème d'implantation au niveau réglementaire. On note que son emprise hors sol serait limitée à l'accès.

Il est prévu une conduite venant du lac en gravitaire alimentant la station de pompage

Cette station doit donc avoir un radier plus bas que le niveau bas du lac Léman qui est au minimum à la cote 371.50 m.

Pour mémoire, le niveau hautes eaux du lac Léman est de 372.30 et le niveau moyen de 372.25 msm.

En admettant 50 cm de terre de recouvrement, une dalle de 30 cm et un local d'une hauteur de 3.50 m intérieure, nous arrivons à un radier situé au niveau de 369.70 msm.

Ce niveau devrait être confirmé par le diamètre final de la conduite prise eau au lac, la perte de charge de cette conduite et la hauteur nécessaire pour les échangeurs et les pompes.

La station de pompage est prévue d'une dimension en surface de 10 m x 20 m en plus d'un escalier d'entrée.

La creuse de la station sera ainsi d'env. 5 m de profondeur avec env. 3 m sous l'eau et nécessitera ainsi une paroi en palplanches ou autre mur permettant une retenue momentanée d'eau et pompage de l'eau pendant les travaux.

Cette hypothèse devra être confirmée par une étude géotechnique lors de l'étude d'avant-projet s'il est proposé de poursuivre l'étude de ce projet.

Il est possible de réaliser une partie plus profonde récupérant l'eau du lac dans un « puisard » puis avoir des pompes prenant l'eau dans ce « puisard » et alimentant l'échangeur de chaleur avec le réseau de transport du CAD.

Idéalement, ces travaux pour la station de pompage devraient être réalisés en période de basses eaux.

6.1.2 Conduites principales

Il est prévu, dans le cas centralisé, d'alimenter depuis la STAP une centrale de chauffe qui se situerait au sous-sol du nouveau collège. On estime environ 250 m de fouille entre la STAP et le collège.

Le reste des conduites principales serait les longueurs suivantes

CAD est	longueur totale	2'597 m
CAD bourg	longueur totale	1'484 m
CAD ouest	longueur totale	2'151 m

Dans la version décentralisée, les conduites seront bouclées.

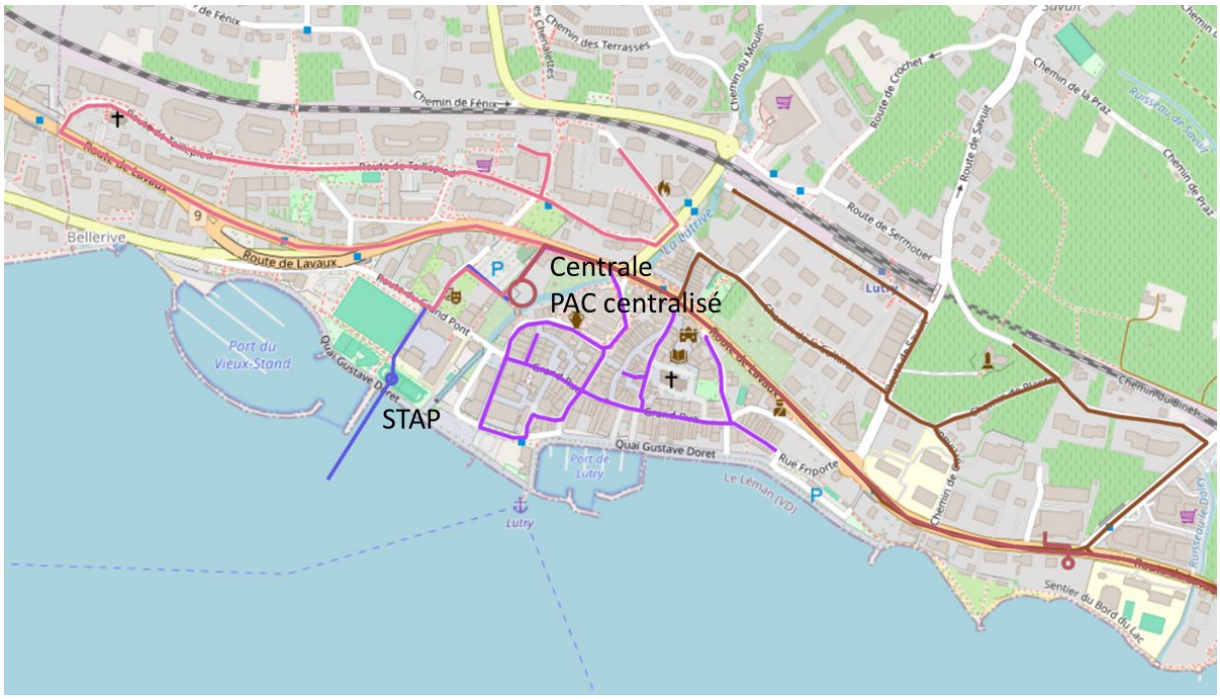


Figure 6-2 Tracé de principe de CAD et des bâtiments concernés et de la prise d'eau en bleu, le conduites principales CAD Ouest en saumon, conduites principales CAD Bourg en violet, conduites principales CAD Est en brun

6.1.3 Centrale de chauffe dans cas centralisé

Il est prévu, dans le cas de la variante centralisée, de placer la centrale de chauffe dans le sous-sol du collège. On prévoit la place pour 4 PAC de 2 MW ce qui permet une certaine redondance. Il faudrait un espace de env. 56 x 10 x 3.5 m.

6.2 Zone Lacustre

6.2.1 Conduites lacustres avec crépine

Il est prévu de poser une conduite amenant l'eau du lac à la station de pompage et une conduite de rejet. Il est proposé de poser cette conduite par ensouillage depuis la station de pompage et jusqu'à 3 m de profondeur dans le lac puis de poser les conduites au fond du lac et les maintenir au fond soit par des clous, soit par des poids posés sur les conduites.

La crépine serait posée à une profondeur entre 25 et 35 m selon le profil en long (Annexe 3). Elle devra pouvoir être démontée régulièrement pour le nettoyage.

Une évaluation de variante de profondeur sera nécessaire en phase d'avant -projet.

On note qu'en tous cas une espèce de plante invasive a été observée proche du port, ce qui privilégierait la nécessité d'effectuer un forage dirigé plutôt que de l'ensouillage pour la première partie de la pose des conduites. Cela sera à confirmer par l'étude biologique lacustre.

Il est prévu un nettoyage régulier des conduites par la possibilité d'enlever la crépine et de passer un piston à l'intérieur des conduites, cela particulièrement vis-à-vis de la moule quagga.

Un contact a été pris avec l'entreprise Reinhardt et l'entreprise Tiefenstein au niveau de la réalisation des compléments de travaux lors de l'exécution et au niveau de l'entretien régulier nécessaire, entre autres, pour cette moule quagga. La solution Reihnardt est une solution éprouvée pour les conduites dans le monde entier, néanmoins trop importante et coûteuse pour un projet de pompage au lac. L'image suivante présente la taille du piston racleur de Reihnardt dans une conduite importante.

Figure 6-3 : Boulet d'entretien de l'entreprise Reinhardt

La solution Tiefenstein est une solution plus fine avec de petits pistons racleurs de différentes consistances et dès lors moins coûteuse. Le principe d'entretien est décrit sur l'image suivante.

Il est possible d'intervenir à un moment où il y a peu de soutirage important du lac pour ces nettoyages et ainsi il n'est pas prévu de conduites doubles, mais un arrêt momentané de la prise d'eau au lac pour ce nettoyage. Ce fait doit être confirmé lors des études d'avant-projet.

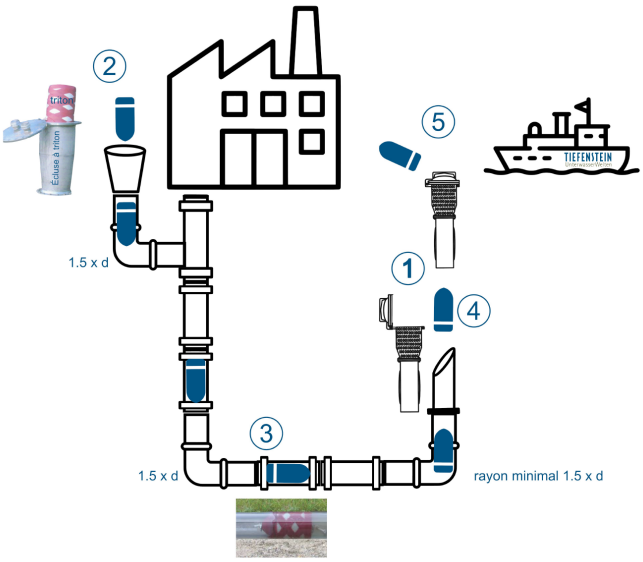


Figure 6-4 : Concept d'entretien de l'entreprise Tiefenstein.

7 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE CAD SOUS VOIES CFF

7.1 Devis général

Les différents coûts sont basés sur des réalisations similaires, mais nous précisons que seules des soumissions établies sur des plans d'exécution peuvent permettre l'établissement de devis précis.

Dans le cadre de cette étude d'intention nous estimons ces coûts à

Décentralisée/Anergie : 45'600'000 CHF HT

Centralisée : 47'500'000 CHF HT

Ces coûts sont des ordres de grandeur et permettent de définir si le projet peut être poursuivi en phase d'avant-projet. Les détails du devis se trouvent en annexe 1 et sont résumés ci-dessous.

7.1.1 Station de pompage (échangeur lac)

En première approche, la paroi de protection est ainsi prévue pour un coût d'env. 300'000.- et la station de pompage pour un coût de 400'000.- soit un coût total de CHF 700'000.- HT.

7.1.2 Zone terrestre

Les conduites du réseau anergie et centralisé sont proches au niveau dimension. En effet, les conduites anergie ont une différence de température de 3 °C comparée à 20 °C pour le centralisé. Il faut donc plus de débit et de plus grand tuyau pour le réseau anergie afin d'avoir la même perte de charge. Néanmoins, les conduites du réseau centralisé sont isolées et ceci augmente les diamètres extérieurs. Le résultat est des diamètres similaires. Néanmoins, des lyres de dilatation sont nécessaires dans le cas centralisé en raison de la haute température dans les conduites et les conduites posées plus onéreuse et el coût de la conduite est supérieur dans le cas centralisé.

Dans le cas anergie, des boucles avec une seule conduite sont possibles ce qui diminue la taille des fouilles. Nous ne tenons pas compte de cette variante pour la comparaison des variantes à ce niveau.

Nous prenons les hypothèses suivantes.

Cas Anergie : env. 11'550'000 CHF HT

	Bâtiment	longeur	puissance	débit	conduite	perte de charge	échangeur	Pompe	Fouille
		m	MW	m3/h	DN	pa	pa	kW	CHF/m
Ouest	74	2'151	3.9	1'115	400	107'550	1'104'000	63	2700
est	9	2'596	1.2	342	250	129'800	141'000	23	1300
bourg	148	1'484	1.8	508	300	74'200	2'220'000	21	1600

Cas centralisé : env. 14'500'000 CHF HT

	Bâtiment	longeur	puissance	débit	conduite	perte de charge	échangeur	Pompe	Fouille
		m	MW	m3/h	DN	pa	pa	kW	CHF/m
Ouest	74	2'151	3.8339027	189.6338971	200	645'300	1'583'238	59	3000
est	9	2'596	1.6595027	82.08292938	150	778'800	348'438	31	2000
bourg	148	1'484	1.91481081	94.71107236	150	445'200	2'459'351	20	2000

7.1.3 Zone lacustre

En analogie avec une construction similaire, le coût de cette installation, y compris sanitaire, crépine, etc., est estimé à CHF 1’500’000.-.

7.1.4 Équipement technique STAP

L’équipement est formé de deux échangeurs pouvant fonctionner en parallèle et de 6 pompes de circulation à vitesse variable.

Il est prévu un système redondant pour que tout puisse fonctionner si un élément doit subir une maintenance.

En analogie avec une construction similaire, le coût de cette installation intérieure, y compris sanitaire, est estimé à CHF 1’000’000,- HT.

7.1.5 Chaufferie

Dans la version centralisée, une centrale de chauffe est nécessaire. Une PAC de 1 MW demande une place de 18 m^2. Il est nécessaire de prévoir un local de 56 x 5 m avec une hauteur de 3.5 m.

On estime un coût du local à env. 980'000 CHF si intégré au bâtiment du collège.

Le coût des PAC et hydraulique est prévu à env. 7'250'000 CHF HT.

7.1.6 Introductions immeubles

Il s’agit du coût d’introduction des conduites dans les bâtiments avec fouille, carottage, joint de passage. Il est admis 231 bâtiments à 25'000.- par bâtiment pour les deux versions centralisée et décentralisée, soit CHF 5’775’000 HT.

7.1.7 Introduction électrique STAP

Il est admis une installation de 300 A avec un coût de 100.000.- HT.

7.1.8 Introduction électrique immeubles

Les PAC installés dans les immeubles vont augmenter la puissance à raccorder à chaque immeuble. Dans le cas de la version centralisée c’est moindre vu que seul un échangeur est installé. Il est admis un coût de 25'000 CHF et 1'500 CHF par immeuble pour, respectivement la version anergie et centralisée.

7.1.9 Télégestion

Une télégestion est nécessaire entre les PAC ou sous-station dans les immeubles et la STAP et la chaufferie dans le cas décentralisé et centralisé. Le coût estimé est de 6'000 CHF par bâtiment soit CHF 1’386’000.- HT.

7.1.10 Étude biologique sous-marine

Il s’agit de mandater des plongeurs biologistes pour analyser la situation de la pose des conduites et les mesures pour l’exécution des conduites dans le Léman et leur maintien dans le lac afin de limiter l’impact sur la faune et la flore du lac.

Au vu de mandats semblables, il est estimé un montant de 40'000 HT.

7.1.11 Mesures environnementales

Dans le cadre de la réalisation, il sera peut-être nécessaire de réaliser des mesures environnementales. Il est admis un montant de CHF 100’000.- HT à ce stade

7.1.12 PAC & Sous station

Des PAC dans le cas anergie et des sous-stations (SST) dans le cas centralisé seront installées dans chaque immeuble. Il est admis pour

Grand Immeuble
Coût PAC : 80'000 CHF/HT
Coût SST : 60'000 CHF/HT

Petit Immeuble
Coût PAC : 50'000 CHF/HT
Coût SST : 35'000 CHF/HT

Soit un coût de 14'500'000 CHFHT pour la version anergie et 10'500'000 CHF HT pour la version centralisée.

7.1.13 Honoraires

De nombreuses études seront nécessaires pour réaliser un tel projet. Un groupe de mandataires devra être formé sous la direction d’un mandataire principal.

Ce groupe comprendra un énergéticien, un ingénieur sanitaire, un ingénieur génie civil, un géomètre, un biologiste.

Ces montants ont été inclus dans les coûts des différentes positions.

7.1.14 Divers et imprévus

Des imprévus sont déjà admis dans les prix et il est admis un poste de divers et imprévus plutôt faibles de 5 % d'env. CHF 2'100'000.- HT pour la variante anergie et CHF 2'200'000.- HT pour la variante centralisée.

8 BILAN ENERGÉTIQUE

8.1 Besoins

Les besoins estimés avec les hypothèses définies sont de 13'395'200 kWh de chaud par année.

Les besoins estimés avec les hypothèses définies sont de 3'348'800 kWh de froid par année.

Le total des besoins chaud et froid est de 16'744'000 kWh par an.

8.2 Version anergie (décentralisée)

Les besoins en énergie électrique concernent le fonctionnement des pompes à chaleur (PAC) ainsi que des pompes des réseaux Lac et du réseau CAD primaire.

- Le coefficient de performance (COP) des PAC est de 4.
- Les pertes de charge du réseau Lac nécessitent une puissance d'environ 45 kW.
- Les pertes de charge du réseau primaire demandent une puissance d'environ 150 kW.

Le système est prévu pour fonctionner 2'300 heures à pleine charge pour la production de chaleur et 1'000 heures à pleine charge pour la production de froid.

Ainsi, les besoins en électricité primaire sont estimés à environ 3'800'000 kWh selon les hypothèses ci-dessus.

Ce calcul donne un COP global pour le réseau complet (Lac jusqu'au départ dans bâtiment) de 3.5 pour la production de chaleur, et un COP de 4.3 lorsque chaleur et froid sont pris en compte.

8.3 Version centralisée

Les besoins en énergie électrique concernent le fonctionnement des pompes à chaleur (PAC) ainsi que des pompes des réseaux Lac et du réseau CAD primaire.

- Le coefficient de performance (COP) des PAC est de 2.9.
- Les pertes de charge du réseau Lac nécessitent une puissance d'environ 45 kW.
- Les pertes de charge du réseau primaire demandent une puissance d'environ 162 kW.

Le système est prévu pour fonctionner 2'300 heures à pleine charge pour la production de chaleur.

Ainsi, les besoins en électricité primaire sont estimés à environ 5'789'000 kWh.

Ce calcul donne un COP global pour le réseau complet (Lac jusqu'au départ dans bâtiment) de 2.3 pour la production de chaleur.

8.4 Comparatif du bilan énergétique

La figure suivante présente la production d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques des bâtiments ainsi que la consommation d'électricité.

On observe que le COP global comprenant le pompage au lac, dans les conduites et pour les PAC est de 3.5 pour la variante anergie sans froid, 4.3 pour la variante avec froid, et 2.3 pour la variante centralisée sans froid.

Sur le plan énergétique, les variantes anergie sans et avec froid sont respectivement env. 50 % et 85 % plus efficientes que la variante centralisée. Ceci en raison notamment des pertes d'énergie dans les conduites et du COP moins grand d'une PAC centralisée.

Il est important de noter que l'énergie solaire, avec une production de 22 MWh/an, pourrait couvrir une part significative des besoins en électricité des PAC et pompes du CAD. Cette énergie pourrait être consommée localement (car les PAC ont dans le bâtiment ou il y a du solaire) dans le cas anergie sans transport via le réseau électrique. Cela permet de limiter les surcharges du réseau électrique.

De plus, dans le cas de la variante anergie, environ 2.65 MWh/an pourraient être récupérés des eaux usées et des parkings, représentant environ 30 % des besoins énergétiques des bâtiments.

Cette énergie serait sous forme primaire. Cela permettrait également de réduire la taille des conduites à certains endroits, notamment dans le Bourg. Cette possibilité pourra être étudiée plus en détail dans la phase d'avant-projet.

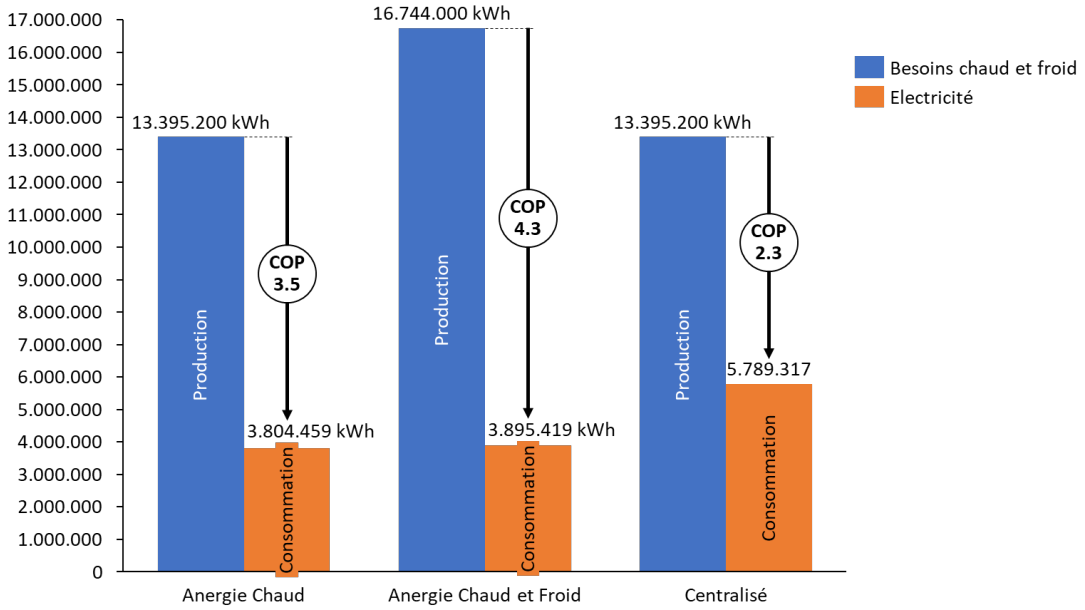


Figure 8-1 : Production de chaleur et froid comparé à la consommation d'électricité pour le scénario anergie avec production de chaud, anergie avec production de chaud et froid, centralisé avec production de chaud.

9 PLAN FINANCIER

9.1 Coût exploitation

Le tableau remis en annexe 4 montre les charges d'exploitation prévisionnelles annuelles qui se montent à env.

- CHF 1'700'000 CHF HT pour la variante anergie
- CHF 2'100'000 CHF HT pour la variante centralisée

Il a été admis un coût électrique, d'entente avec la Municipalité de Lutry, pour cette étude préliminaire de 25 cts par kWh.

On note que le prix de l'électricité des SI Lutry est de 31 ct/kWh selon (https://www.prix-electricite.elcom.admin.ch/) et qu'une baisse est prévue dans les prochaines années en raison de la baisse des prix de l'énergie planifiée selon les contrats futurs à terme.

9.2 Subventions

Il est estimé une subvention selon les conditions du canton 2024.

Variante Anergie : env.	**3'232'000 CHF**
M06 (50 % pour réseau anergie) :	2'300'000 CHF
M18 :	922'000 CHF
Variante Centralisée : env.	**3'154'000 CHF**
M07 :	1'848'000 CHF
M18 :	1'306'000 CHF

On note que les montants et conditions de subvention sont modifiés annuellement.

9.3 Intérêts et amortissements du réseau

Il est pris en compte les coûts HT, étant donné que la commune de Lutry ou autre constructeur/exploitant récupère la TVA. Il est pris en compte un amortissement, en moyenne, sur 25 ans pour les installations techniques STAP, les PAC et la télégestion, et 50 ans pour les installations fixes, telles que bâtiments et conduites.

Le taux d'intérêt admis est de 1.5 % soit 0.8 % au-dessus du taux SWAP actuel à 10 ans.

Cela implique une charge en annuité fixe d'environ

- 1'553'000.- par an en intérêt et amortissement pour la version anergie
- 1'655'000.- par an en intérêt et amortissement pour la version centralisée

Le détail du calcul est remis en annexe 2.

9.4 Coût annuel

En tenant compte des coûts fixes et variables nous avons les coûts annuels suivants (Annexe 2) :

- 3'260'000.- par an en intérêt et amortissement pour la version anergie
- 3'672'000.- par an en intérêt et amortissement pour la version centralisée

9.4.1 Coût de l'énergie

En tenant compte des coûts d'exploitation, des coûts d'intérêt, marge de 2 ct/kWh et amortissement et en estimant un même coût pour les kWh chauds et froids, nous arrivons à un coût d'env.

- 26 cts par kWh pour la version anergie chaud
- 21 cts par kWh pour la version anergie chaud et froid
- 30 cts par kWh pour la version centralisée chaud

On note que les coûts d'amortissement et intérêts représentent environ 50 % du coût au kWh comme présenté sur la figure suivante.

On note aussi que les coûts sont significativement plus importants que pour la solution actuelle majoritaire au mazout. Elle sera aussi significativement plus importante que les solutions individuelles pour autant qu'elles soient techniquement possibles.

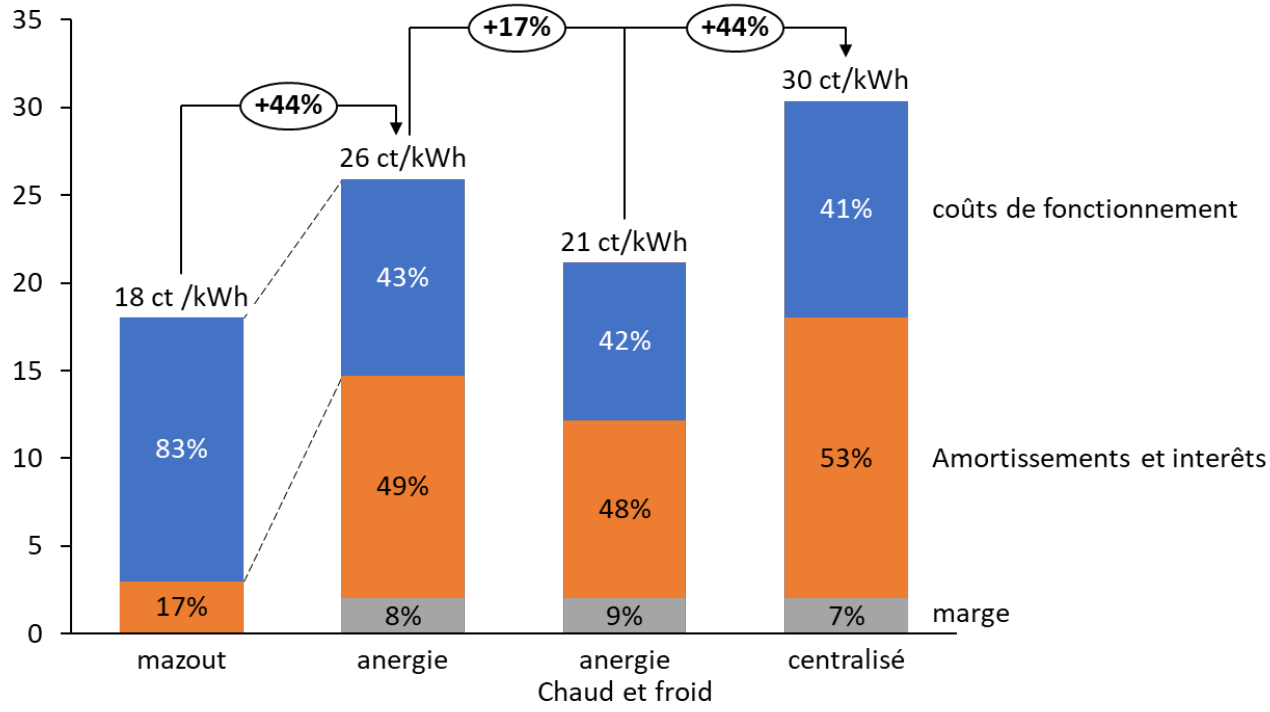


Figure 9-1 : répartition des coûts annuités (amortissement et intérêt) et fonctionnement pour les variantes anergie chaud, anergie chaud & froid e centralisé. La partie mazout a été ajouté pour comparaison.

Une possibilité dans le cas d'un réseau anergie serait que chaque propriétaire assume le coût de l'installation de l'entretien et de la consommation électrique de l'installation dans sa propriété. Ce cas se rapprocherait d'une solution individuelle telle qu'existante avec un réseau de gaz ou mazout.

Dans ce cas, la vente serait une énergie de base sur conduite venant à l'intérieur du bâtiment. L'énergie transmise est, dès lors, une énergie basse température (primaire).

Les coûts par kWh thermique secondaire (pour comparaison avec les chiffres au-dessus) deviendraient :

- 13 cts par kWh pour la version anergie chaud (kWh primaire froid : 17 ct/kWh)
- 11 cts par kWh pour la version anergie chaud et froid (kWh primaire froid : 15 ct/kWh)

Une variante serait de prévoir une taxe d'introduction qui pourrait être au KW installé et être de l'ordre de grandeur des coûts d'installation ou une fraction de ceux-ci. Cela dépend aussi du mode d'exploitation choisi qui peut être soit de poser et d'entretenir toutes les PAC par l'exploitant, soit de laisser au privé le soin de faire cela.

9.5 Synergie Solaire PAC

Les pompes à chaleur (PAC) sont alimentées par de l'électricité, principalement issue du réseau électrique. Le potentiel photovoltaïque des bâtiments est estimé à sept fois les besoins nécessaires pour le fonctionnement des PAC.

L'électricité produite localement par des panneaux solaires photovoltaïques permet de réduire les coûts de chauffage en limitant les coûts et les pertes liés au transport de l'électricité.

Il peut être fait l'hypothèse que 50 % de l'électricité peut être produite par le solaire pour alimenter le réseau, avec un coût de revient d'une installation solaire estimé à environ 10 ct/kWh.

Dans le cas d'un système décentralisé, le coût de transport est nul, car l'électricité solaire est directement autoconsommée, sans passer par le réseau. Cette autoconsommation permet de réduire le coût du kilowattheure thermique d'environ 2 ct/kWh.

Dans le cas d'un système centralisé, l'électricité solaire doit être acheminée jusqu'à la centrale de chauffe. Les coûts de transport et les taxes s'ajoutent au coût de revient du solaire, qui est estimé à environ 16 ct/kWh, soit un coût total de 26 ct/kWh pour l'électricité solaire. Ce coût est légèrement supérieur au prix de l'électricité du réseau. Il n'y a donc pas ou peu de synergie solaire-PAC au niveau des coûts dans le cas centralisé en raison des coûts de transport de l'électricité. Il y aurait un faible gain dans le cas des conditions de la nouvelle loi sur l'énergie, soit la création de Communauté électrique locale qui permettrait de réduire de 20 à 40 % les coûts de transport.

9.6 Financement

Les installations demandant plus d'investissement comme les solutions PAC doivent aussi être financées de manière adéquate afin de limiter le niveau d'endettement communal, le risque pour la commune et les charges d'intérêt.

Le coût de financement dépend de la structure légale de l'investisseur, du risque du projet ainsi que du coût en capital du marché.

Structure légale

Il existe plusieurs structures légales qui peuvent vendre l'énergie aux consommateurs d'énergie soit

1) Contracting

2) Société simple (emprunt direct)
    a. Lutry
    b. Leasing

3) Société Anonyme (SA)

Les avantages et inconvénients principaux de ces structures sont présentés ci-dessous :

Contracting :
- coût plus élevé pour le consommateur final
- risque faible pour la Commune
- pas de coût pour la Commune
- peu de maîtrise des plannings des chantiers
- peu de maîtrise de gouvernance

Société simple
- coût doit être dans les limite du plafond d'endettement sauf si leasing
- risque financier pour la Commune
- possible marge pour la Commune (influence le coût pour le consommateur)
- faible coût en intérêt du capital

Société anonyme
- coût dans le plafond d'endettement si la Commune est majoritaire
- risque financier limité au capital de la SA sauf si cautionnement communal exigé
- possible marge pour la Commune
- faible coût en capital si cautionnement (avec risque dans ce cas)
- possibilité de partager le capital avec un autre acteur professionnel

Coût en capital

Le coût en capital dans un cadre de pouvoir public est exclusivement le coût de l'intérêt sur l'investissement étant donné que le capital propre ne devrait pas être disponible ou au même coût que la dette. Les taux d'intérêt sont historiquement bas. Cette situation de diminution des taux a commencé il y a 30 ans après l'explosion de la bulle immobilière suisse des années 90, comme présentée sur le rendement des obligations de la Confédération Suisse à 10 ans dans

la figure suivante. Ceci permet actuellement à la Confédération et aux pouvoirs publics d'emprunter sur des durées de 10 à 20 ans en minimisant le coût du capital et ouvre actuellement une fenêtre temporelle très favorable à l'investissement pour les projets d'infrastructure.

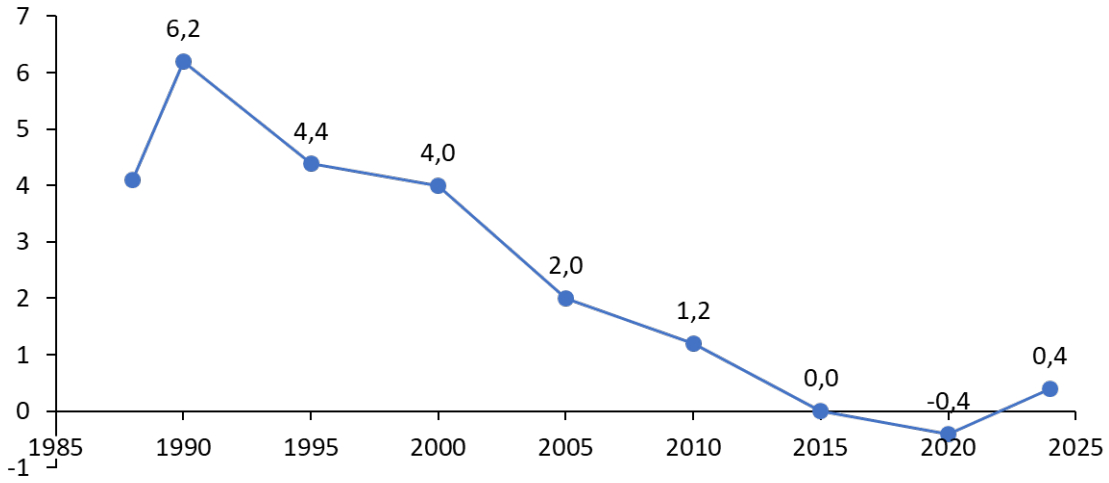


Figure 9-2 : Courbe des taux de la confédération à 10 ans

Une mise en concurrence des taux pourrait se faire au travers d'un appel d'offres de crédits privés au travers d'une banque d'affaires ou un broker (par exemple : Tradition SA, Loanbox AG, Proressource AG, etc.). L'avantage serait de pouvoir choisir la durée de l'emprunt de manière plus flexible, même dans le cas d'une SA avec ou sans cautionnement communal.

Les meilleurs taux devraient se situer autour de 1 %, soit en dessous des hypothèses de 1.5 % admis dans le cadre des coûts de cette étude préliminaire.

10 BUSINESS PLAN

Le plan financier dépend du planning des travaux et de la dynamique des raccordements. Dans les CAD, il est toujours plus intéressant financièrement de raccorder un maximum de bâtiments dans le temps le plus court. Néanmoins, les travaux demandent un certain temps et ne peuvent être menés simultanément dans l'ensemble de la région étudiée sans prétériter fortement la population.
Dans le cas d'un réseau décentralisé, 46 % de l'investissement se trouve dans les immeubles. Ces coûts sont activés seulement dès que le consommateur est raccordé, ce qui permet de lisser l'impact de la dynamique des raccordements sur le plan financier.
Le Business plan va varier fortement au niveau du choix du mode de construction et d'exploitation et de la solution choisie entre centralisé et décentralisé.

Il est choisi d'établir le business plan sur la variante décentralisée, car plus intéressante du point de vue bilan énergétique, coût et lissage des investissements.

Dans le cas proposé, nous laissons la partie de l'investissement liée à l'immeuble à la charge du propriétaire. Cela permet de limiter les charges financières et notamment les amortissements et intérêts. Le budget, dans ce cas, est estimé à 25'000'000 CHF HT. La figure suivante présente les étapes de projet et construction.
Ce Business plan sera adapté si un autre choix est fait par la Municipalité.

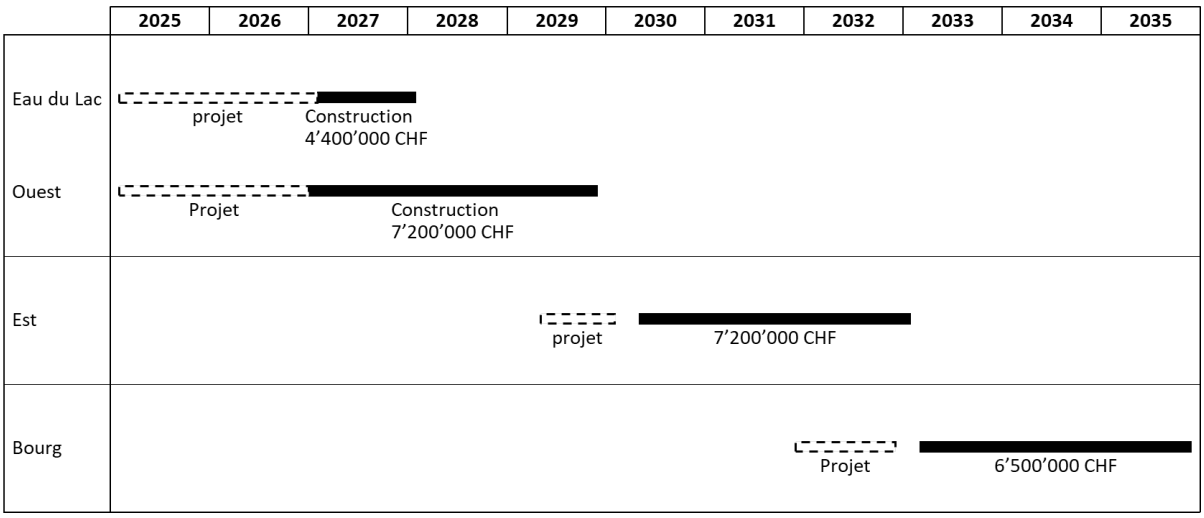


Figure 10-1 : Planning des travaux proposé

Le business plan est présenté en Annexe 4. La figure suivante présente les premières étapes de construction avec les investissements, les coûts fixes (amortissement, intérêt, maintenance, assurance), les coûts variables (électricité pour les pompes) et le résultat financier opérationnel.

On note que les premières années qui correspondent à la construction ont un résultat négatif, principalement en raison du décalage entre les revenus et les amortissements liés aux investissements. Avec les hypothèses d'un amortissement sur 30 ans, un taux d'intérêt de 1.5 % sur l'emprunt et un coût de l'électricité de 25 ct/kWh, on peut avoir un résultat positif après 30 ans d'environ 4'000'000 CHF en vendant le kWh secondaire à 11 ct/kWh ou le kWh primaire à 15 ct/kWh. Le kWh primaire et l'énergie échangée par l'eau du réseau anergie avec la PAC et le kWh secondaire et l'énergie fournie par la PAC.

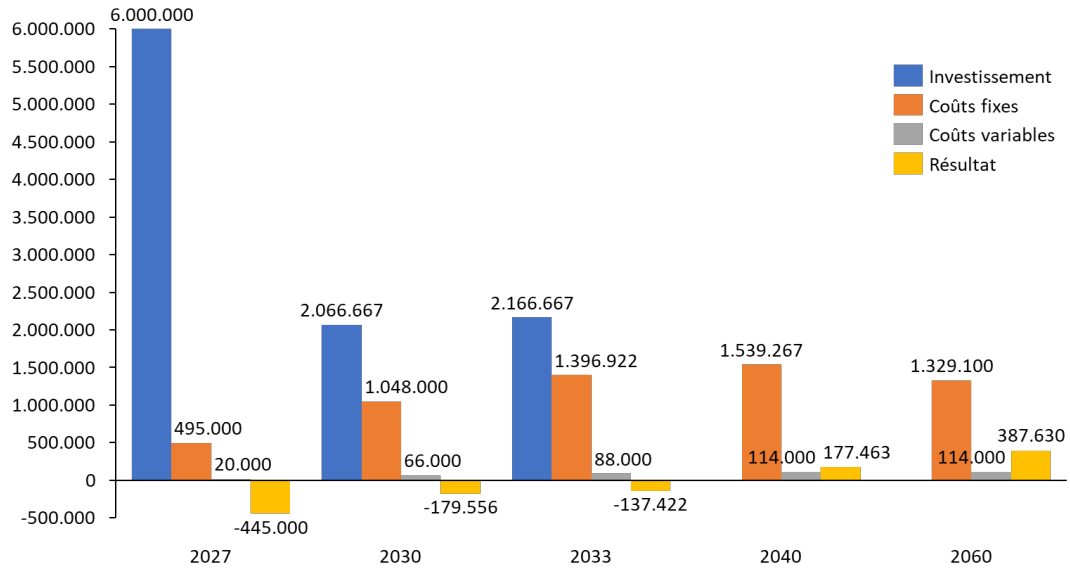


Figure 10-2 : Extrait du business plan sur les 3 phases d'investissement des secteurs

11 CONCLUSIONS

Une étude préliminaire a été réalisée pour évaluer la faisabilité technique et économique d'un réseau de chauffage à distance (CAD) dans le sud de Lutry, soit la partie sous voies CFF, alimenté par l'eau du lac Léman.
Deux variantes ont été examinées : une option centralisée et une option décentralisée de type anergie.

La variante anergie apparaît comme la plus intéressante d'un point de vue financier et énergétique, avec les avantages principaux suivants :

- Distribution de froid possible par le même réseau
- Pas de pertes thermiques dans le réseau
- Mutualisation de la chaleur et du froid entre les bâtiments (notamment pour l'eau chaude sanitaire et le rafraîchissement)
- Possibilité d'extensions futures
- Raccordement possible pour petits et grands bâtiments
- Injection d'énergie possible en tout point du réseau
- Conduites du réseau principal non isolées
- Utilisation d'une énergie renouvelable grâce à la prise d'eau du lac Léman
- Fonction du lac comme stockage saisonnier (été-hiver)
- Synergie avec l'électricité fournie par les panneaux solaires installés sur les bâtiments
- Possibilité de partager les coûts d'investissement entre le propriétaire et le CAD

La possibilité de rafraîchir les bâtiments peut de plus en plus devenir d'actualité avec le réchauffement climatique en cours, de plus cela permet de transporter de l'énergie supplémentaire, ce qui est intéressant du point de vue financier.

L'étude montre qu'un CAD basé sur une prise d'énergie au lac Léman est possible pour toute la partie de la Commune de Lutry sous voie CFF. Il est proposé une exécution par étape en commençant par la partie Ouest tout en dimensionnant la prise d'eau au lac pour des extensions futures pour intégrer d'ores et déjà cette première partie de CAD dans un concept global d'un CAD pour toute la partie de la Commune sous voie CFF.

Plusieurs options de financement des travaux sont envisageables. Étant donné que le coût des PAC (pompes à chaleur) décentralisées représente 45 % du coût total de l'ouvrage, il pourrait être intéressant de proposer aux propriétaires de financer l'installation et coût de fonctionnement des PAC dans leurs bâtiments ou de prévoir des taxes d'introduction représentant le coût des PAC. Cela permettrait de réduire les coûts pour le CAD proprement dit, notamment en termes d'intérêts et de risques. Le CAD prendrait en charge la réalisation des conduites extérieures aux bâtiments et viendrait ensuite amener la chaleur et le froid aux différents immeubles. Les propriétaires investiraient dans les équipements internes (PAC, augmentation de l'introduction électrique, tableaux électriques), tandis que le CAD vendrait les kWh de chaud et de froid provenant du réseau primaire, comme cela se fait en analogie pour le mazout avec la citerne et le brûleur.

On note que des parties de réseaux peuvent très bien être centralisées pour un groupe de bâtiments, voire un secteur dans le cas de manque de place ou de synergie entre bâtiments, soit sur le principe de Minicad.

La boucle anergie permet de raccorder aussi bien des petits que des grands immeubles. Cependant, le coût par kWh est plus élevé pour les petits bâtiments. Le fait que les propriétaires investissent dans leur propre immeuble rétablit une certaine équité des coûts tout en maintenant un prix uniforme au kWh pour l'ensemble des consommateurs. Néanmoins, le contrôle des PAC et leur activation doivent rester sous une gestion globale afin d'optimiser les productions/consommations.

Cette boucle anergie permet également l'introduction de sources d'énergie externes, telles que la récupération d'énergie des eaux usées, des parkings souterrains ou des systèmes de refroidissement, comme ceux utilisés pour l'arrêt de la fermentation du raisin et le rafraîchissement des bâtiments. Ces sources peuvent être intégrées à n'importe quel point du réseau.

La boucle anergie permettrait aussi une extension aussi à l'amont de la voie CFF dans le futur.

Le CAD a été pris en compte dans cette étude de faisabilité avec une estimation de 60 % des bâtiments raccordés à terme et 80 % des besoins actuels. Au cas où cette solution est choisie, nous proposons une prise d'eau au lac avec une certaine réserve de capacité pour faire face à des extensions futures, notamment au nord des voies CFF.

Les panneaux photovoltaïques installés sur les anciens et nouveaux bâtiments pourraient être directement utilisés par le CAD en autoconsommation pour alimenter les pompes de circulation et les PAC. Cela permettrait de réduire le coût du kWh. La nouvelle réglementation sur les communautés locales d'énergie (CEL) et les regroupements de consommation propre (RCP) virtuels, adoptée le 9 juin 2024 par le Parlement, permet également une opportunité de réduire les frais de réseau au sein de la Commune pour l'énergie solaire.

Tous les coûts mentionnés dans cette étude sont indicatifs et sont valables pour comparaison entre les deux variantes étudiées et en ordre de grandeur, mais devront être précisés en valeur absolue lors des phases d'avant-projet et de projet si l'étude se poursuit.

Bureau d'ing. Strom SA
Thomas & Erik Söderström

Annexe 1 A

Devis récapitulatif Anergie

Anergie	quantité	unité	chf unitaire	CHF
Station de pompage (STAP)	700	m3	1'000	700'000
Equipement technique STAP				1'000'000
Conduites principales GC	6'231	m	1'980	12'335'700
Conduites STAP Collège	500	m	2'000	1'000'000
Conduite lacustre y. c. crépine				1'500'000
Introduction immeubles	231		25'000	5'775'000
Introduction éléctrique STAP				100'000
Introduction éléctrique immeubles	231		25'000	
Télégestion	231		6'000	1'386'000
Etude biologique Léman				40'000
Mesures environnementales				100'000
PAC dans les grands immeubles	99		80'000	
PAC dans les petits immeubles	132		50'000	
Divers et imprévus				1'196'835
Total HT				25'133'535
TVA			8.10%	2'035'816
Total TTC				**27'169'351**
subvention estimée				1'205'568
Coût HT subvention déduite				23'927'967

Annexe 1 B

Devis récapitulatif Centralisé

Centralisé	quantité	unité	chf unitaire	CHF
Station de pompage (STAP)	700	m3	1’000	700’000
Equipement technique STAP				1’000’000
Conduites principales sanitaire et fouille	6’231	m	2’345	14’613’000
Bâtiment Chaufferie	980	m3	1’000	980’000
Conduites STAP Collège	500	m	2’000	1’000’000
Conduite lacustre y c crépine				1’500’000
Introduction immeubles	231		25’000	5’775’000
Introduction éléctrique STAP				100’000
Introduction éléctrique immeubles	231		1’500	346’500
Télégestion	231		6’000	1’386’000
Etude biologique Léman				40’000
Mesures environnementales				100’000
SSTdans les grands immeubles	99		60’000	5’928’600
SST dans les petits immeubles	132		35’000	4’626’650
PAC centralisé	1			7’240’649
Divers et imprévus				2’266’820
Total HT				47’603’219
TVA			8.10%	3’855’861
Total TTC				**51’459’079**
subvention estimée				3’555’888
Coût HT subvention déduite				44’047’331

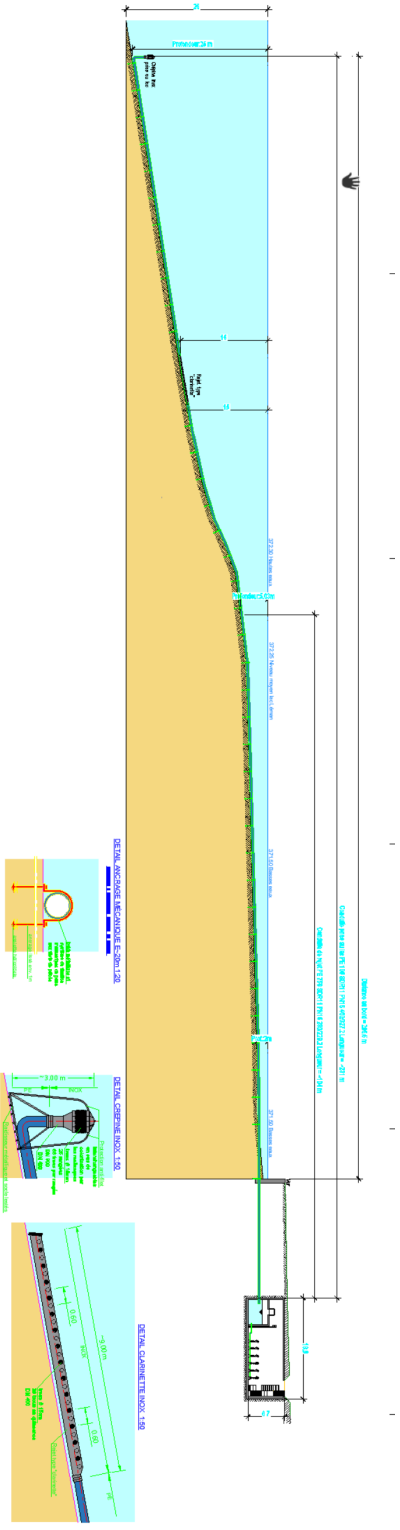
Annexe 2

Charges d'exploitation

Frais fonctionnement annuel			Anergie	centralisé
			CHF	CHF
électricité			951'115	1'537'531
Droit d'eau			10'000	10'000
Optimisation et surveillance			50'000	50'000
Main d'œuvre et déplacement			50'000	50'000
Entretien conduites a distance			10'000	10'000
Entretien Crépine+ conduite lacustre			100'000	100'000
Entretien / nettoyage échangeurs			231'000	115'500
Piquet 24/24			15'000	15'000
Entretien PAC			115'500	50'000
Entretien hydraulique centrale			24'000	24'000
Administratif et Gestion Asset			12'000	12'000
Assurance			10'000	10'000
Gestion compteur			23'100	23'100
Divers et Imprevu/non identifié/petit materiel			100'000	100'000
Total			**1'701'715**	**2'107'131**

Annexe 3

Profil en long de la conduite lacustre



Annexe 4

Business Plan

Budget d'exploitation provisionnel

chaud	13'395'000	KWh
froid	3'248'000	KWh
interêt [0-25]	1.500%	%
Interêt [26-50]	1.500%	%
Amortissements	30	ans
Prix électricité [KWh	25	

scenario 60% fixe

Prix tot par kWh	
Prix Secondaire	0.11
Prix primaire	0.15

	Etapes	Consommation [KWh]	coût de construction [CHF]	Emprunt [CHF]	amortissement [CHF]	interêts [CHF]	électricité pompes [CHF]	droit eau/assurance [CHF]	Entretien Externe [CHF]	Admin, gestion et entretien interne [CHF]	Imprévus et extraordinaire [CHF]	coût fixe [CHF]	coût variable [CHF]	Total des coûts annuels CHF	taxe fixe [CHF]	vente KWh [CHF]	Total [CHF]	Résultat [CHF/an]	coût/KWh [ct/KWh]
2025	0	0		0															
2026		0		6'000'000		90'000	0					90'000	0	90'000	0	0	0	-90'000	
2027	EdL	500'000	6'000'000	11'000'000	200'000	165'000	20'000	10'000	100'000	10'000	10'000	495'000	20'000	515'000	0	55'000	55'000	-460'000	103.0
2028	Ouest	2'500'000	5'000'000	11'400'000	366'667	171'000	40'000	10'000	200'000	20'000	10'000	777'667	40'000	817'667	0	275'000	275'000	-542'667	32.7
2029	Ouest	4'500'000	400'000	13'800'000	380'000	207'000	66'000	10'000	300'000	25'000	10'000	932'000	66'000	998'000	0	495'000	495'000	-503'000	22.2
2030	Est	8'500'000	2'400'000	16'200'000	460'000	243'000	66'000	10'000	300'000	25'000	10'000	1'048'000	66'000	1'114'000	0	935'000	935'000	-179'000	13.1
2031	Est	9'750'000	2'400'000	18'140'000	540'000	272'100	88'000	10'000	300'000	25'000	50'000	1'197'100	88'000	1'285'100	0	1'072'500	1'072'500	-212'600	13.2
2032	Est	11'000'000	2'400'000	19'766'667	620'000	296'500	88'000	10'000	300'000	25'000	50'000	1'301'500	88'000	1'389'500	0	1'210'000	1'210'000	-179'500	12.6
2033	Bourg	12'250'000	2'166'667	21'313'333	692'222	319'700	88'000	10'000	300'000	25'000	50'000	1'396'922	88'000	1'484'922	0	1'347'500	1'347'500	-137'422	12.1
2034	Bourg	13'725'000	2'166'667	22'787'778	764'444	341'817	96'667	10'000	300'000	25'000	100'000	1'541'261	96'667	1'637'928	0	1'509'750	1'509'750	-128'178	11.9
2035	Bourg	16'643'000	2'166'667	22'023'333	836'667	330'350	105'333	10'000	300'000	25'000	100'000	1'602'017	105'333	1'707'350	0	1'830'730	1'830'730	123'380	10.3
2036		16'643'000		21'186'667	836'667	317'800	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'589'467	114'000	1'703'467	0	1'830'730	1'830'730	127'263	10.2
2037		16'643'000		20'350'000	836'667	305'250	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'576'917	114'000	1'690'917	0	1'830'730	1'830'730	139'813	10.2
2038		16'643'000		19'513'333	836'667	292'700	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'564'367	114'000	1'678'367	0	1'830'730	1'830'730	152'363	10.1
2039		16'643'000		18'676'667	836'667	280'150	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'551'817	114'000	1'665'817	0	1'830'730	1'830'730	164'913	10.0
2040		16'643'000		17'840'000	836'667	267'600	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'539'267	114'000	1'653'267	0	1'830'730	1'830'730	177'463	9.9
2041		16'643'000		17'003'333	836'667	255'050	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'526'717	114'000	1'640'717	0	1'830'730	1'830'730	190'013	9.9
2042		16'643'000		16'166'667	836'667	242'500	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'514'167	114'000	1'628'167	0	1'830'730	1'830'730	202'563	9.8
2043		16'643'000		15'330'000	836'667	229'950	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'501'617	114'000	1'615'617	0	1'830'730	1'830'730	215'113	9.7
2044		16'643'000		15'493'333	836'667	232'400	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'504'067	114'000	1'618'067	0	1'830'730	1'830'730	212'663	9.7
2045		16'643'000	1'000'000	14'656'667	870'000	219'850	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'524'850	114'000	1'638'850	0	1'830'730	1'830'730	191'880	9.8
2046		16'643'000		13'786'667	870'000	206'800	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'511'800	114'000	1'625'800	0	1'830'730	1'830'730	204'930	9.8
2047		16'643'000		12'916'667	870'000	193'750	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'498'750	114'000	1'612'750	0	1'830'730	1'830'730	217'980	9.7
2048		16'643'000		12'046'667	870'000	180'700	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'485'700	114'000	1'599'700	0	1'830'730	1'830'730	231'030	9.6
2049		16'643'000		11'176'667	870'000	167'650	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'472'650	114'000	1'586'650	0	1'830'730	1'830'730	244'080	9.5
2050		16'643'000		10'306'667	870'000	154'600	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'459'600	114'000	1'573'600	0	1'830'730	1'830'730	257'130	9.5
2051		16'643'000		9'436'667	870'000	141'550	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'446'550	114'000	1'560'550	0	1'830'730	1'830'730	270'180	9.4
2052		16'643'000		8'566'667	870'000	128'500	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'433'500	114'000	1'547'500	0	1'830'730	1'830'730	283'230	9.3
2053		16'643'000		7'696'667	870'000	115'450	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'420'450	114'000	1'534'450	0	1'830'730	1'830'730	296'280	9.2
2054		16'643'000		6'826'667	870'000	102'400	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'407'400	114'000	1'521'400	0	1'830'730	1'830'730	309'330	9.1
2055		16'643'000		5'956'667	870'000	89'350	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'394'350	114'000	1'508'350	0	1'830'730	1'830'730	322'380	9.1
2056		16'643'000		5'086'667	870'000	76'300	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'381'300	114'000	1'495'300	0	1'830'730	1'830'730	335'430	9.0
2057		16'643'000		4'216'667	870'000	63'250	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'368'250	114'000	1'482'250	0	1'830'730	1'830'730	348'480	8.9
2058		16'643'000		3'346'667	870'000	50'200	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'355'200	114'000	1'469'200	0	1'830'730	1'830'730	361'530	8.8
2059		16'643'000		2'476'667	870'000	37'150	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'342'150	114'000	1'456'150	0	1'830'730	1'830'730	374'580	8.7
2060		16'643'000		1'606'667	870'000	24'100	114'000	10'000	300'000	25'000	100'000	1'329'100	114'000	1'443'100	0	1'830'730	1'830'730	387'630	8.7
total		495'443'000	26'100'000		26'310'000	6'811'467	3'508'000	340'000	9'900'000	830'000	2'890'000	47'081'467	3'508'000	50'589'467	0	54'498'730	54'498'730	3'909'263	10.2

Annexe 5

Etude Enerdrape