

Numéro de projet S-0727

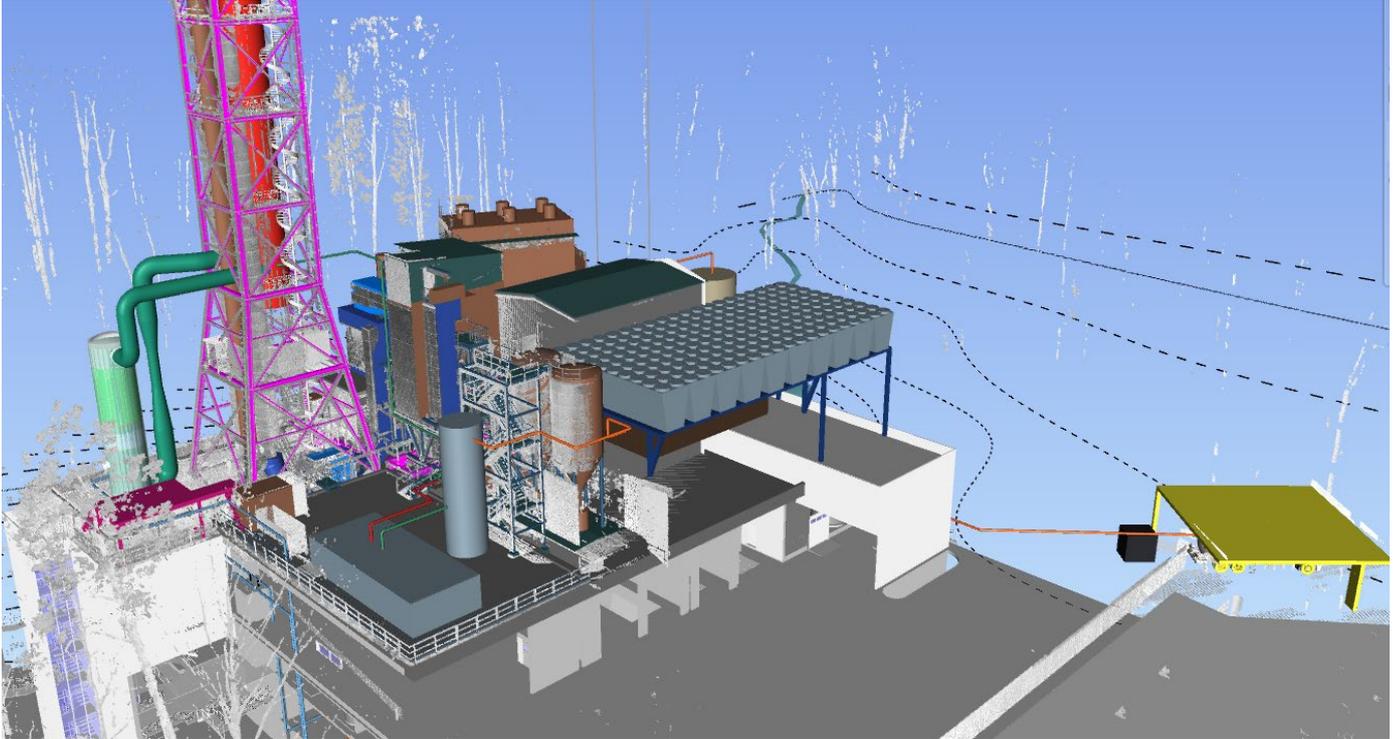
Nom du projet

**Horgen CC**

Publié par

**Hitachi Zosen Inova AG**  
127, rue du Hardturm  
CH-8005 Zurich  
www.hz-inova.com  
41 (0)44 277 11 11  
Fax +41 (0)44 277 1313

**Hitachi Zosen**  
**INOVA**



Parc d'élimination des déchets de Horgen  
Rue de Zoug 165  
8810 Horgen

Rev	Auteur Date	Examineur Date	Approuvé Date	Brève description de la modification
0.0	David Wochner 28.08.2022	Thomas Ungricht 29.08.2022	Kai Lieball 31.08.2022	Première édition
1.0	David Wochner 27.09.2022	Kai Lieball	Kai Lieball	D'après les commentaires de Romano Wild
2.0	Robin Quartier 05.01.2021			Traduction en français
3.0				

DocType	JRE	HZI Doc No _ Rev	50160752_1.0
Publié par	HZI	<b>Horgen Rapport sur la captage de carbone, phase 1</b>	



## Table des matières

1	Introduction .....	4
1.1	Projets et bases.....	4
2	Point de départ.....	4
2.1	Captation des fumées.....	4
2.2	Choix de la technologie .....	5
3	Description du projet .....	5
3.1	Description du procédé.....	6
3.1.1	Point d'extraction des fumées .....	6
3.1.2	Traitement des effluents gazeux .....	6
3.1.3	Traitement des eaux (ABA).....	7
3.1.4	Purification du CO <sub>2</sub> .....	7
3.1.5	Besoin en chaleur.....	7
3.1.6	Stockage et chargement du CO <sub>2</sub> .....	8
3.2	Sélection d'amine .....	8
3.3	Influence de la composition des fumées de l'UVTD .....	8
3.4	Bruit .....	9
3.5	Calendrier .....	9
4	Potentiel de commercialisation du CO <sub>2</sub> .....	10
4.1	Modèle d'affaire .....	10
4.2	Structure financière .....	12
4.2.1	Contrat d'achat groupé .....	12
4.2.2	Tous les contrats chez EZI.....	13
4.2.3	SPV séparé .....	13
4.2.4	Comparaison des configurations.....	14
4.3	Établissement des bilans massiques et thermiques .....	14
4.3.1	Base pour le calcul des bilans.....	15
4.3.2	CO <sub>2</sub> Bilan massique .....	15
4.3.3	Variantes hivernales.....	16
5	Volumes nécessaires .....	17
6	Analyse des risques .....	20
6.1	Amine .....	20
6.2	CO <sub>2</sub> .....	20
7	Rentabilité .....	20
7.1	CAPEX .....	20
7.2	OPEX.....	21
7.2.1	Coûts énergétiques .....	21
7.2.2	Consommables.....	21
7.2.3	Dépenses annuelles totales .....	22
8	Conclusion .....	22



9	Perspectives pour la prochaine phase .....	22
9.1	Ingénierie détaillée .....	23
9.2	Calcul des coûts .....	23
9.3	Layout.....	23
9.4	Bruit des refroidisseurs d'air .....	23
9.5	Concept de montage .....	23
9.6	Quantité définitive de CO <sub>2</sub> .....	23
9.7	Extraction des fumées .....	24
10	Annexe.....	24



## 1 Introduction

Le rapport suivant a été rédigé par Hitachi Zosen Inova AG (ci-après HZI) à la demande de Entsorgung Zimmerberg (ci-après EZI). Il porte sur l'étude de la faisabilité d'une séparation et d'une récupération de CO<sub>2</sub> à partir des fumées de l'usine de traitement des ordures ménagères de Horgen.

L'ensemble du projet est divisé en trois grandes phases. Le présent rapport fera régulièrement référence à ces phases.

- Phase 1 "Ingénierie sommaire
- Phase 2 "Ingénierie détaillée
- Phase 3 "Exécution / Transformation

Le présent rapport est le résultat des connaissances acquises au cours de la phase 1. Celles-ci comprennent une première conception du procédé (notamment le traitement des gaz de fumée, le lavage aux amines, la liquéfaction du CO<sub>2</sub>, le stockage et le traitement des eaux usées) ainsi qu'une représentation provisoire de la disposition des différents agrégats. Ce schéma a également été utilisé pour une première étude statique préliminaire.

La reprise du CO<sub>2</sub> par des tiers et son prix ont également été discutés à ce stade et sont décrits dans ce rapport.

Un aperçu de la prochaine phase est présenté dans le chapitre 9 décrit.

### 1.1 Projets et bases

L'étude a été commandée par l'EZI afin d'examiner la récupération du CO<sub>2</sub> dans les fumées des UVTD. Une partie essentielle de la récupération est de s'assurer que le CO<sub>2</sub> séparé est utilisable.

Le CO<sub>2</sub> peut être utilisé dans de nombreuses applications différentes, la pureté du CO<sub>2</sub> étant déterminante. Pour l'industrie alimentaire et des boissons, la pureté à atteindre est beaucoup plus grande que pour la production de glace carbonique ou le stockage dans le sol. Mais comme la production de deux qualités différentes pour la captage du CO<sub>2</sub> entraînerait plus de coûts que de bénéfices, la qualité la plus élevée est fixée comme standard.

Les exigences de qualités sont déterminées par le Doc 70/71 de l'EIGA. (voir annexe 01)

## 2 Point de départ

L'objectif de l'ensemble de l'installation est de produire du CO<sub>2</sub> commercialisable à partir des fumées épurées d'une UVTD. La proportion de CO<sub>2</sub> dans les fumées est le paramètre le plus important, car il détermine le débit massique de CO<sub>2</sub> pur. Celle-ci a également une influence décisive sur la taille de l'installation de liquéfaction et des réservoirs de stockage du CO<sub>2</sub> liquide.

### 2.1 Captation des fumées

Comme il s'agit d'une extension d'une installation existante, l'objectif de la transformation est de laisser autant que possible les choses en l'état. Cela signifie que les gaz de combustion sont extraits de la cheminée pour être acheminés vers l'unité de captage. Ainsi, le traitement des fumées existant est conservée en l'état. Cela



présente également l'avantage que, si une séparation du CO<sub>2</sub> n'est temporairement pas possible, l'installation peut être exploitée comme auparavant (bypass de l'unité de captage).

## 2.2 Choix de la technologie

Un procédé de traitement par les amines a été choisi pour l'installation de Horgen. Premièrement, il s'agit d'un procédé qui a déjà été testé depuis plusieurs années dans la recherche mondiale et deuxièmement, il a déjà été utilisé avec succès par le groupe Hitachi Zosen pour la séparation du CO<sub>2</sub> contenu dans le biogaz.

Une représentation très schématique du procédé est décrite dans l'Figure suivante :

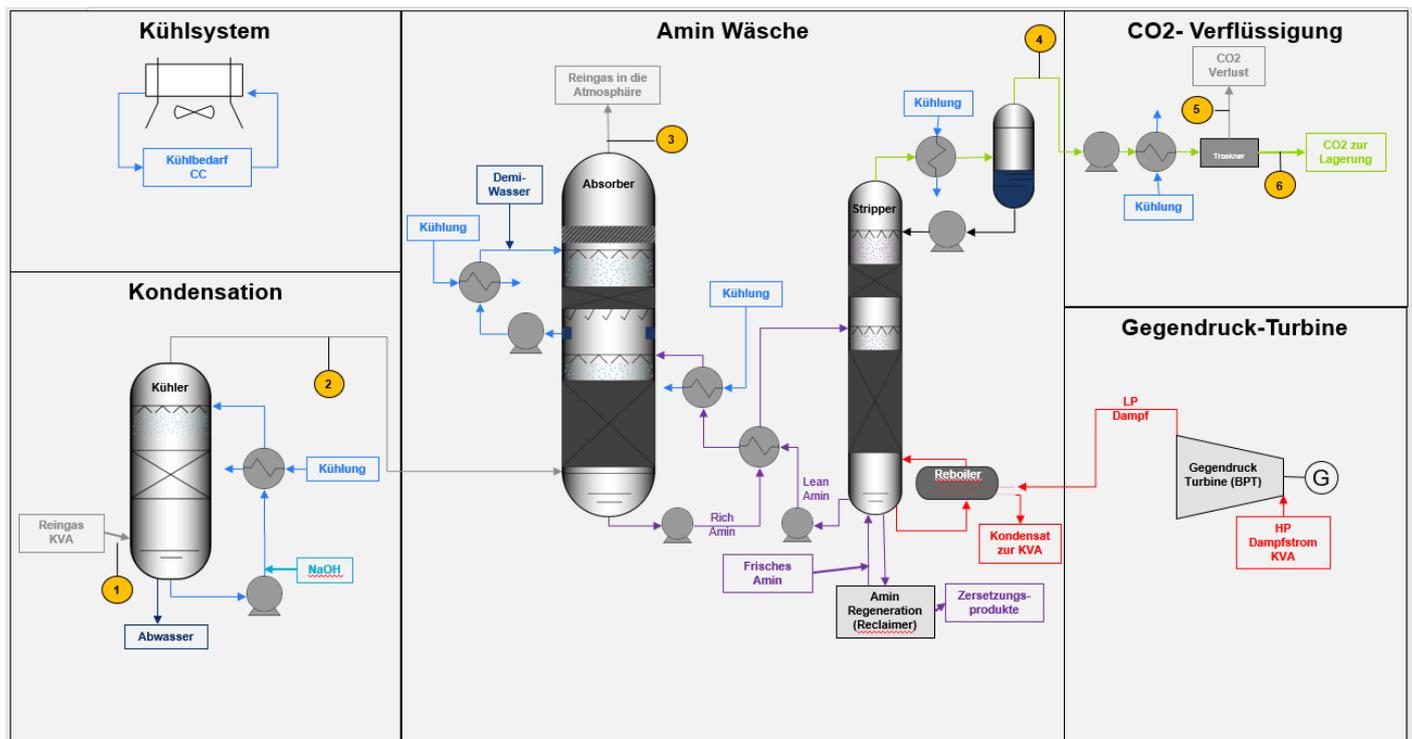


Figure 1: Schéma du procédé de traitement par les amines

Les chiffres de l'Figure du procédé seront utilisés comme référence entre parenthèses dans la description du procédé au chapitre suivant. Un schéma de procédé plus détaillé se trouve à l'annexe 02.

## 3 Description du projet

Le procédé de lavage aux amines nécessite une intégration adéquate dans l'UVTD pour fonctionner de manière optimale. Outre le raccordement évident aux gaz de combustion, le présent rapport tient également compte de l'alimentation en vapeur du stripper et du raccordement électrique à l'UVTD. Comme le refroidissement de l'UVTD de Horgen se fait avec de l'air sec (et non avec de l'eau provenant de rivières ou d'autres sources), les synergies d'un système combiné sont faibles, c'est pourquoi un système de refroidissement séparé est prévu.

Un important flux d'eau est condensé à partir des gaz de combustion, de sorte qu'aucune alimentation en eau externe n'est nécessaire pour le procédé. Une partie du flux d'eau condensée doit être évacuée sous forme d'eaux usées après un traitement approprié.



## 3.1 Description du procédé

### 3.1.1 Point d'extraction des fumées

Les fumées (1) sont idéalement aspirées après le système de mesure continue des émissions (CEMS), de sorte qu'il ne soit pas nécessaire d'installer un deuxième CEMS. Ainsi, il n'y a pas d'impact lorsque l'unité de captage de CO<sub>2</sub> n'est pas en service.

Il est recommandé de ne pas réintroduire les fumées dans la cheminée d'origine, mais d'utiliser une cheminée séparée sur la colonne d'absorption (3). La raison principale est la réduction des coûts d'investissement et du couplage avec l'UVTD. La ré-injection des fumées dans la cheminée existante nécessiterait un temps d'arrêt plus long de l'UVTD.

La hauteur minimale de la nouvelle cheminée sera égale à la hauteur de la colonne plus environ 7D (D=diamètre) + 2 m pour loger le CEMS dédié à l'unité de captage. Une hauteur supplémentaire est possible, mais n'apporte aucun avantage au procédé. La température à la sortie de cette cheminée est d'environ 40°C (saturée de vapeur d'eau). Si des températures plus élevées sont nécessaires pour augmenter la flottabilité et améliorer la propagation des émissions ou pour réduire la visibilité du panache de vapeur, les besoins en chaleur augmenteraient et la rentabilité de l'installation serait réduite.

### 3.1.2 Traitement des effluents gazeux

Le cœur du procédé, le lavage par solution d'amines, a lieu dans la partie inférieure de l'absorbeur, où la solution d'amines est mise en contact direct avec les fumées par un procédé à contre-courant. Le CO<sub>2</sub> contenu dans les fumées passe alors dans la solution d'amines et se lie aux molécules d'amines.

La température de fonctionnement idéale de l'absorption est de 40°C (2). C'est pourquoi les fumées doivent être refroidies avant d'entrer dans l'absorbeur. Pour le refroidissement, on utilise un laveur à condensation (refroidisseur) dans lequel de l'eau refroidie en circulation est mise en contact direct avec les fumées. Les fumées issues de l'incinération des déchets qui entrent dans le refroidisseur contiennent une grande quantité d'eau à l'état gazeux. Pendant le refroidissement, une partie de cette eau se condense et est évacuée sous forme d'eaux usées après le traitement nécessaire.

L'oxygène et quelques traces d'impuretés dans les fumées qui entrent dans l'absorbeur réagissent partiellement avec l'amine, ce qui la dégrade avec le temps. La plupart des produits de réaction peuvent être filtrés par ce que l'on appelle la récupération des amines. L'ammoniac, qui se caractérise par une volatilité élevée, va rester en phase gazeuse. Les émissions excessives d'ammoniac sont évitées par un lavage à l'eau avant la sortie de l'absorbeur.

Un séparateur de gouttes évite les émissions d'amines sous forme d'aérosols. Celui-ci est placé en aval du lavage à l'eau, avant que les fumées ne soient évacuées par la cheminée au-dessus de l'absorbeur.

#### 3.1.2.1 Tirage d'aspiration supplémentaire

Normalement, un tirage d'aspiration supplémentaire est prévu entre le laveur à condensation et la colonne d'absorption. Comme les fumées doivent passer par deux colonnes de lavage supplémentaires, la pression d'admission requise n'est plus atteinte. La perte de pression supplémentaire est souvent trop élevée pour le ventilateur existant.

Pour l'analyse, les données d'exploitation du régime actuel, du débit volumétrique et de la puissance d'entraînement à l'arbre ont été analysées pour l'année 2021. Il en ressort que le tirage d'aspiration existant dispose d'une capacité de réserve suffisante pour pouvoir surmonter la perte de pression supplémentaire.

En augmentant la vitesse de rotation du train d'aspiration de 50 Hz à 60 Hz à l'aide du convertisseur de fréquence, la capacité du groupe existant peut être suffisamment augmentée. Cela a été vérifié avec le fabricant et confirmé par celui-ci.



### 3.1.3 Traitement des eaux (ABA)

Le refroidissement des fumées génère une quantité supplémentaire d'environ 1,5 t/h d'eau de condensation. Comme l'épuration des fumées de l'UVTD de Horgen est sèche, celle-ci ne dispose pas d'une installation de traitement des eaux usées entièrement fonctionnelle. Celle-ci doit être reconstruite pour l'installation CC. Plusieurs procédés ont été considérés lors de la phase 1. Il n'y a pas de problème technique pour épurer l'eau condensée et la rejeter dans les égouts. Les conditions de rejet sont prescrites par l'ordonnance sur la protection des eaux (OEaux) de la Suisse. (Voir annexe 03).

La solution technique la plus simple et la plus économique proposée est un procédé d'échange d'ions. Dans cette solution, le condensat à traiter passe d'abord dans un échangeur d'ions à mercure et un échangeur d'ions à métaux lourds afin de remplir les conditions prescrites pour le rejet dans les égouts. Les boues de l'eau de rétro lavage des échangeurs d'ions sont séparées par un simple filtre à cartouche et acheminées vers l'élimination prescrite (à définir dans la phase 2). Comme le rétro lavage est discontinu, la quantité de ces eaux usées à filtrer est faible. Ensuite, après un contrôle final du pH, et une éventuelle correction, les eaux usées sont acheminées vers les égouts.

### 3.1.4 Purification du CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> sort du lavage aux amines avec une concentration déjà élevée, ce qui constitue une base pour une utilisation ultérieure. Cependant, d'autres étapes de purification doivent encore être effectuées pour qu'il corresponde à la qualité requise par l'EIGA.

La solution d'amine chargée de CO<sub>2</sub> (amine riche) quitte l'absorbeur à l'extrémité inférieure de la colonne d'absorption et est pompée dans un désorbeur (stripper). La solution d'amine y est réchauffée à l'aide de vapeur et le CO<sub>2</sub> est expulsé de la solution. Le CO<sub>2</sub> et la vapeur quittent le stripper à la tête du désorbeur. Le mélange CO<sub>2</sub> / vapeur est refroidi et une grande partie de l'eau est éliminée par un séparateur. L'eau séparée est renvoyée dans le désorbeur. Le CO<sub>2</sub> est comprimé et séché, puis acheminé vers l'unité de liquéfaction.

La solution d'amine (amine maigre) appauvrie en CO<sub>2</sub> quitte la colonne de stripping à son extrémité inférieure et est repompée vers l'absorbeur.

Un échangeur de chaleur minimise le besoin total en chaleur en transférant la chaleur de l'amine maigre chaude à l'amine riche froide. L'amine pauvre est ensuite refroidie à la température de fonctionnement de l'absorbeur au moyen d'eau de refroidissement. Le chauffage de la solution riche à la température de fonctionnement du stripper s'effectue par le biais d'un échangeur de chaleur fonctionnant à la vapeur à basse pression, appelé bouilleur.

### 3.1.5 Besoin en chaleur

Les besoins en vapeur du bouilleur sont trop importants pour être couverts par les prises disponibles de la turbine existante. Le système eau-vapeur a été analysé et simulé par HZI et les résultats ont été discutés avec le fabricant de la turbine (DePretto Industries).

La meilleure solution économique est de remplacer partiellement la turbine. Cela signifie que le corps de la turbine et le rotor sont remplacés afin que la quantité de vapeur nécessaire à 4 bars puisse être extraite de la prise 2. La prise 1 existante et le soutirage régulé restent inchangés, ce qui signifie que le fonctionnement du préchauffage de l'air et du système de chauffage urbain reste inchangé.

Le remplacement du corps de la turbine et du rotor nécessite un temps d'arrêt de la turbine d'environ 2 à 3 mois. Pendant cette période, l'installation peut toutefois continuer à fonctionner grâce au système de dérivation de la turbine.

La consommation d'énergie du bouilleur est d'environ 3,6MJ/kg de CO<sub>2</sub>, ce qui correspond à un débit massique de vapeur BD de 7 t/h (pour 4,3t/h de CO<sub>2</sub> et un taux de séparation de 90%).

Le dernier étage de la turbine est un étage de condensation relié à un condenseur refroidi par air (LUKO). Comme ce dernier étage de turbine nécessite un débit massique minimal de "vapeur de refroidissement", la



quantité maximale de vapeur qui peut être prélevée globalement de la turbine est limitée. Cela a malheureusement pour conséquence de réduire la puissance maximale du chauffage urbain lors de l'exploitation du système de captage du CO<sub>2</sub> par rapport à aujourd'hui. Afin que la puissance injectée dans le réseau de chauffage urbain ne diminue pas trop en hiver, une partie de la puissance de refroidissement nécessaire au CCS est transférée directement dans le réseau de chauffage urbain. Comme cette puissance de refroidissement "de valeur supérieure" est limitée, il faut prévoir en plus une pompe à chaleur pour atteindre la température nécessaire pour le chauffage urbain.

Comme le fonctionnement de cette pompe à chaleur nécessite de l'énergie électrique et que l'UVTD ne veut pas importer de courant électrique supplémentaire, la puissance thermique de la pompe à chaleur est également limitée. Une puissance maximale d'environ 1,5MW peut être fournie au système de chauffage urbain.

Il est également possible de réduire l'exploitation de la CCS en hiver, c'est-à-dire pendant les périodes où une grande quantité de chauffage à distance est nécessaire. L'installation CCS peut fonctionner à une charge partielle de 60%, ce qui réduit d'autant le besoin en vapeur et permet ainsi de disposer de plus de puissance pour le chauffage à distance. (voir aussi le chapitre 4.3.)

### 3.1.6 Stockage et chargement du CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> liquide produit (6) doit être stocké jusqu'à son chargement. Pour cela, on utilise des réservoirs de stockage isolés et résistants à la pression.

Un pipeline équipé d'une pompe part du réservoir vers la station de chargement des camions. Comme il est interdit de circuler en Suisse avec un camion le week-end, les jours fériés et le soir, le stockage doit avoir une capacité de 4 jours. Cela signifie que deux réservoirs de stockage de 235 m<sup>3</sup> chacun<sup>3</sup> sont nécessaires.

La station de chargement doit être conçue de manière à ce qu'un camion avec une citerne de 28t puisse être rempli en une heure environ.

## 3.2 Sélection d'amine

Pour ce projet, l'amine choisie est la monoéthanolamine (MEA). Il est important de noter que, malgré ses besoins énergétiques spécifiques plus élevés, la MEA obtient des résultats similaires à d'autres amines ou mélanges d'amines si l'on compare les paramètres économiques. L'une des principales raisons est le coût considérablement plus faible de la MEA par rapport aux autres amines.

## 3.3 Influence de la composition des fumées de l'UVTD

La composition des fumées a une forte influence sur la conception de l'installation de captage du CO<sub>2</sub>. Les composants qui ont le plus d'influence sont les suivants :

### CO<sub>2</sub> :

La concentration de CO<sub>2</sub> et le taux de captage déterminent la taille de l'unité de captage et de l'installation de liquéfaction qui suit. La masse de CO<sub>2</sub> capté dépend également du volume des gaz de combustion et du débit massique. Etant donné que la mesure du CO<sub>2</sub> et celle du débit volumétrique sont entachées d'incertitudes relativement élevées et que la quantité de carbone apportée par les déchets peut varier fortement, il n'est pas possible de prévoir avec précision les débits massiques de CO<sub>2</sub> .

Pour la phase 1, la quantité de CO<sub>2</sub> a été calculée sur la base d'un "déchet model" et d'un pouvoir calorifique de 12,8 MJ/t. La quantité de CO<sub>2</sub> a été calculée sur la base d'un " déchet model ". Cela donne, pour l'usine de Horgen, une concentration de 9-10% en volume et un flux massique de CO<sub>2</sub> issu de l'incinération de 4,84 t/h. Avec un taux de séparation de 90% et une perte lors de la liquéfaction, il est ainsi



possible de produire 3.9 - 4t/h de CO<sub>2</sub> liquide (voir également le chapitre 4.3.2). Ce flux massique constitue la base de la conception de l'installation dans la phase 1.

Afin de déterminer plus précisément les quantités réelles de CO<sub>2</sub>, des mesures supplémentaires de CO<sub>2</sub> et de débit à la cheminée sont prévues pour la phase 2, afin de déterminer encore plus précisément la taille de l'installation.

### **Oxygène :**

L'oxygène peut provoquer des processus d'oxydation dans la solution d'amine, ce qui peut réduire durablement les performances de l'installation. Cela dépend d'une part de l'amine utilisée et d'autre part de la température de régénération.

### **Oxydes d'azote :**

Les oxydes d'azote réagissent avec l'amine et la décomposent en différentes nitro- et nitrosamines qui, d'une part, réduisent la capacité d'absorption de la solution de lavage des amines et qui, d'autre part, peuvent également entraîner des émissions indésirables de ces substances. Dans l'UVTD de Horgen, les valeurs d'émission de NO<sub>x</sub> après le catalyseur sont toutefois déjà à un niveau très bas, raison pour laquelle il ne faut pas s'attendre à des problèmes importants.

Bien entendu, toutes les autres substances qui peuvent être présentes en petites concentrations dans les fumées d'une UVTD (par ex. SO<sub>2</sub>, HCl, poussières) ont également une influence sur la solution de lavage aux amines. Cela entraîne toujours un certain "vieillessement" de l'amine par réaction de l'amine avec ces substances. Afin d'obtenir une durée de vie aussi longue que possible de la solution de lavage, un petit flux partiel est régénéré par évaporation dans ce que l'on appelle un reclaim. Les produits de réaction indésirables ont tous une pression de vapeur supérieure à celle de la MEA, c'est pourquoi ils peuvent être concentrés et éliminés dans le puisard du reclaim. Le fonctionnement du reclaim nécessite de la vapeur à une pression plus élevée, qui est prélevée dans le tambour de la chaudière et détendue à environ 9-10 bars.

## **3.4 Bruit**

Les principales sources de bruit sont le compresseur CO<sub>2</sub>, la cheminée et les ventilateurs du système de refroidissement. Les compresseurs sont placés dans un conteneur ou dans le bâtiment et ne devraient pas poser de problème. Les émissions sonores de la cheminée peuvent être réduites en utilisant des silencieux et en choisissant une vitesse d'évacuation appropriée. Les ventilateurs du système de refroidissement n'offrent que des possibilités limitées de réduction des émissions, car ils doivent être installés à l'extérieur, ne serait-ce qu'en raison de leur taille. Ils doivent donc être placés le plus loin possible des bâtiments habités et des mesures supplémentaires, telles que des couvertures ou des murs antibruit, doivent être envisagées. Cela devrait être vérifié de manière plus approfondie lors de la phase 2 avec l'aide d'un expert en acoustique.

## **3.5 Calendrier**

Le chemin critique est défini dans l'approvisionnement des composants clés tels que la turbine et les équipements de l'unité de liquéfaction, dont le délai de livraison devrait être d'au moins un an. Un grand avantage de la transformation est qu'à part le raccordement des gaz de fumée à la cheminée existante, le montage peut être effectué sans arrêt de l'installation. Pour le remplacement de la turbine, l'installation peut être exploitée en mode bypass, comme mentionné ci-dessus. Le montage et la livraison des agrégats peuvent ainsi être bien coordonnés.

C'est surtout important pour les pièces qui doivent être placées avec une grue. L'objectif est de ne commander la grue qu'une seule fois sur le chantier. HZI prévoit actuellement un temps de montage total de 12 semaines.



La phase 2 devrait durer environ 6 mois, c'est-à-dire d'octobre 2022 à avril 2023. La passation de commande pour la réalisation est actuellement fixée au 1er novembre 2023. Avec les délais de livraison actuels, la mise en service de l'installation CC est prévue au plus tôt pour le premier trimestre 2025. Celle-ci dépend fortement de l'attribution du marché.

## 4 Potentiel de commercialisation du CO<sub>2</sub>

### 4.1 Modèle d'affaire

Pour définir un modèle d'affaires, il faut parler de la rentabilité du CO<sub>2</sub>. En principe, il existe deux applications possibles pour le marché suisse pour une grande quantité de CO<sub>2</sub> : l'industrie alimentaire et le stockage souterrain. Mais comme l'industrie alimentaire est un marché rapidement saturé, le stockage est également une nécessité pour ce projet.

Selon les études de l'ASED<sup>1</sup>, l'incinération des déchets suisses produit 48% de CO<sub>2</sub> fossile et 52% de CO<sub>2</sub> biogène. Le produit de la vente de CO<sub>2</sub> fossile et biogène diffère fortement. Pour le CO<sub>2</sub> fossile, seul un prix de marché typique peut être obtenu. Mais si le CO<sub>2</sub> biogène<sub>2</sub> est stocké, il est possible d'obtenir des "crédits carbone volontaires", qui ont une valeur ajoutée non-négligeable par rapport au CO<sub>2</sub> fossile.

Comme il n'est actuellement pas possible de stocker le CO<sub>2</sub> en Suisse, il faut envisager de le transporter dans le nord de l'Europe. Les sites de stockage sont situés soit en Islande (Figure 1) ou en Norvège (Figure 2).

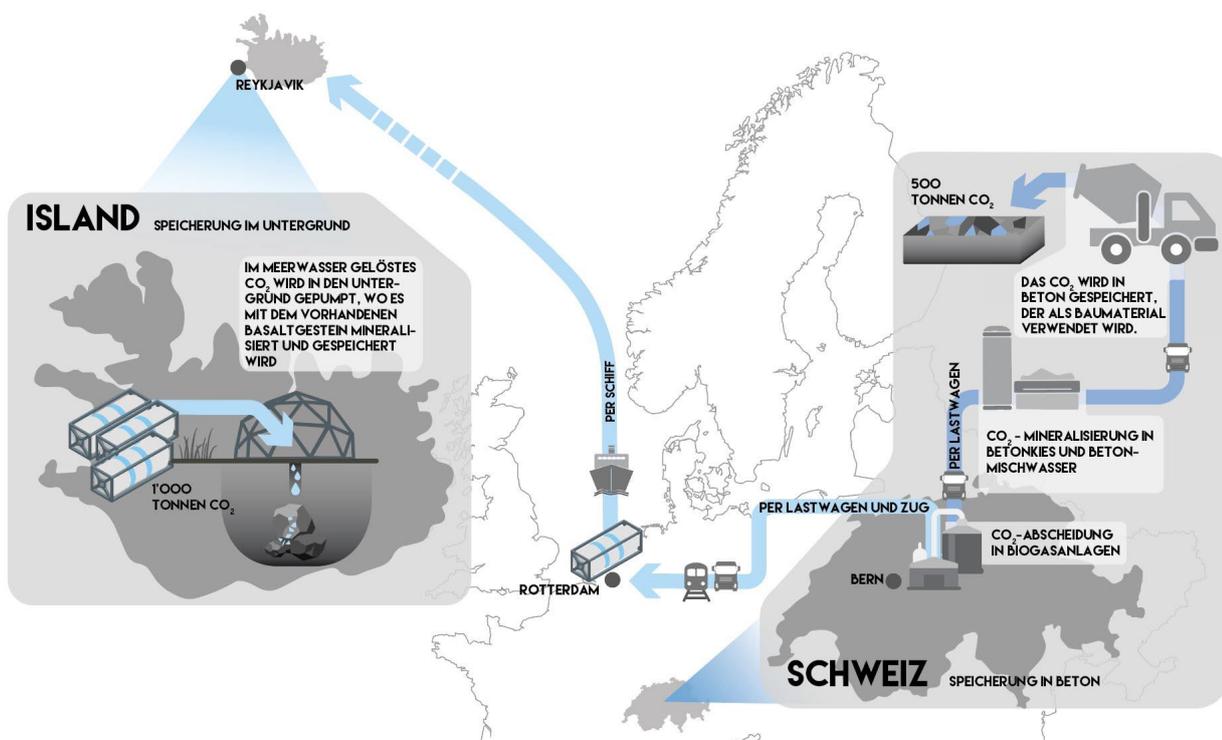


Figure 1: Schéma du projet DemoUpCarma (de <http://demoupcarma.ethz.ch/de/home/>)

<sup>1</sup> <http://vbsa.ch/wp-content/uploads/2020/01/CO2-Report/co2-emissionen-aus-kehrichtverwertungsanlagen-kva.html>

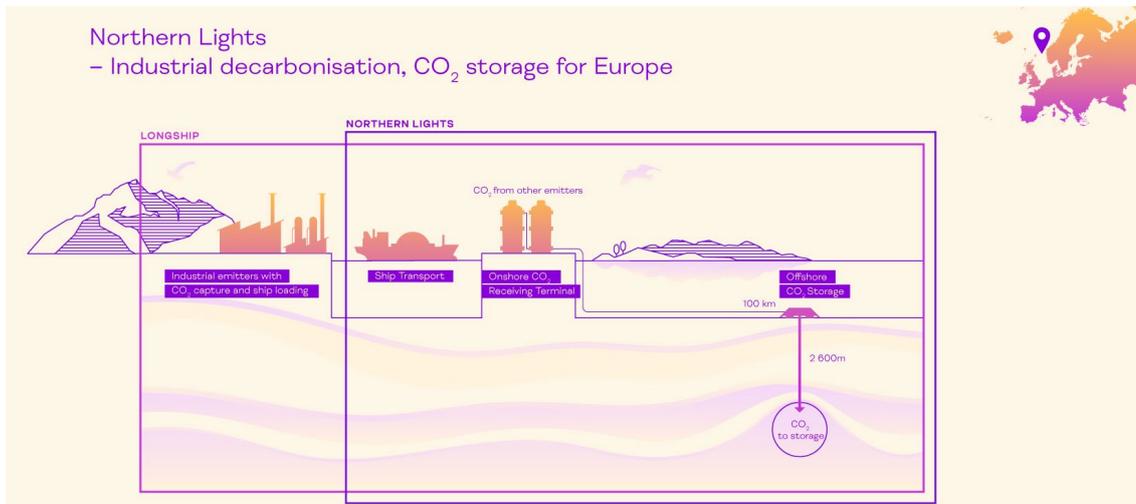


Figure 2: Schéma du projet Northern Lights (<http://norlights.com/>)

La figure 3 montre une estimation approximative de la rentabilité de l'installation de captage de CO<sub>2</sub>. Du côté des revenus, on trouve la vente du CO<sub>2</sub>, tandis que du côté des charges, on trouve l'exploitation et la maintenance, les consommables et la perte de production d'énergie, ainsi que les intérêts et l'amortissement.

En raison des recettes élevées générées par les "crédits carbone volontaires", les coûts de transport et de stockage qui y sont liés sont compensés. Et ce, à tel point que, selon cette estimation grossière, l'ensemble de l'entreprise serait rentable sur 10 ans. Il convient de noter que la principale source de revenus, les crédits CO<sub>2</sub>, ne peuvent pas être garantis sur toute la période, selon le partenaire contractuel et le type. Le centime climatique, par exemple, ne s'engage que jusqu'en 2030. Du côté positif, il faut mentionner qu'une fois l'investissement remboursé, l'installation est rentable même avec des prix plus bas pour les crédits carbone. Alternativement, l'exploitation est également rentable sans crédits, dans la mesure où tout le CO<sub>2</sub> peut être mis sur le marché suisse.

Dans le tableau de rentabilité suivant, on suppose un CAPEX initial de 16 millions de CHF. On suppose un prix de 400 CHF par tonne pour les "Voluntary Carbon Credits" (après les premières négociations avec South Pole) et un prix de 75 CHF par tonne pour le CO<sub>2</sub> fossile (information fournie par la société PanGas).

Projektkosten			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
in kCHF			Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10	Jahr 11	Jahr 12
Investment	16'000	aktuelle Abschätzung	-10'000	-6'000										
Betrieb und Unterhalt	-470	100 kCHF + 1% Invest			-470	-470	-470	-470	-470	-470	-470	-470	-470	-470
red. Energieproduktion	-670	gemäss Simulation			-670	-670	-670	-670	-670	-670	-670	-670	-670	-670
bio-CO2 Transport	-78	CHF/t, Report Furgler			-1'170	-1'170	-1'170	-1'170	-1'170	-1'170	-1'170	-1'170	-1'170	-1'170
bio-CO2 Lagerung	-50	CHF/t, Report Furgler			-750	-750	-750	-750	-750	-750	-750	-750	-750	-750
bio-CO2 Credits	400	CHF/t, Info South Pole			6'000	6'000	6'000	6'000	6'000	6'000	6'000	6'000	6'000	6'000
Verkauf fossiles CO2	75	CHF/t, Info PanGas			1'125	1'125	1'125	1'125	1'125	1'125	1'125	1'125	1'125	1'125
Rückstellung		Annahme		-1'000	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-100
Zins auf Bürgschaft	5%	Annahme			-650	-557	-464	-371	-279	-186	-93	0	0	0
Bürgschaftsrückzahlung	14%	7 Jahre			-1'857	-1'857	-1'857	-1'857	-1'857	-1'857	-1'857	0	0	0
<b>Cashflow</b>			<b>-10'000</b>	<b>-7'000</b>	<b>1'458</b>	<b>1'551</b>	<b>1'644</b>	<b>1'736</b>	<b>1'829</b>	<b>1'922</b>	<b>2'015</b>	<b>3'965</b>	<b>3'965</b>	<b>3'965</b>
<b>Kumulativer Cashflow</b>			<b>-10'000</b>	<b>-17'000</b>	<b>-15'542</b>	<b>-13'991</b>	<b>-12'348</b>	<b>-10'611</b>	<b>-8'782</b>	<b>-6'860</b>	<b>-4'845</b>	<b>-880</b>	<b>3'085</b>	<b>7'050</b>
EZI eigene Mittel	25%		4'000	4'000	4'000	4'000	4'000	4'000	4'000	4'000	4'000	4'000	4'000	4'000
Bürgschaft	75%		6'000	13'000	13'000	11'143	9'286	7'429	5'571	3'714	1'857	0	0	0

Figure 3: Exemple d'estimation de la rentabilité de l'installation CC



## 4.2 Structure financière

Les recherches sur la configuration financière la plus appropriée sont toujours en cours. Les modèles suivants ont été considérés (ordre selon les favoris actuels) :

### 4.2.1 Contrat d'achat groupé

Financement et exploitation par EZI, construction par HZI, un ou deux contrats d'achat pour le CO<sub>2</sub> fossile et le CO<sub>2</sub> biogène . Transport, stockage et crédits carbone pour le CO<sub>2</sub> biogène stocké par les acheteurs de CO biogène (Figure 4).

Dans ce contexte, des discussions ont déjà été menées avec PanGas pour le CO<sub>2</sub> (fossile) et une solution a été étudiée avec la société South Pole pour le contrat d'achat du CO<sub>2</sub> (ou de tout le CO<sub>2</sub>) biogène.

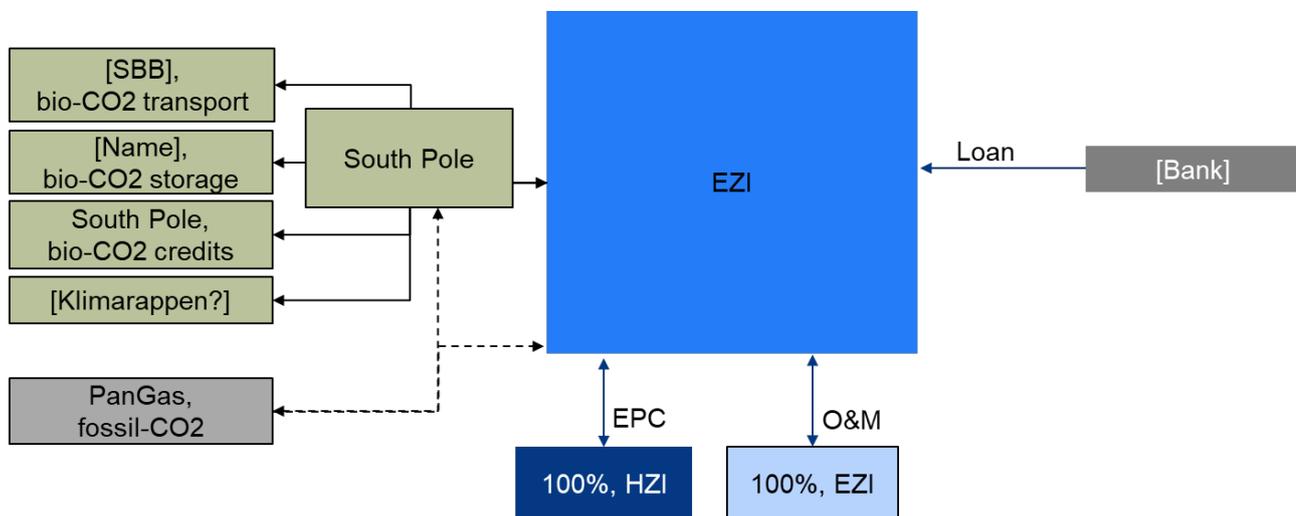


Figure 4 Configuration avec contrat d'achat groupé



## 4.2.2 Tous les contrats chez EZI

Financement et exploitation par EZI, construction par HZI, un ou deux contrats d'achat pour le CO<sub>2</sub> fossile et le CO<sub>2</sub> biogène . Contrats séparés pour le transport, le stockage et les crédits carbone pour le CO<sub>2</sub> biogène stocké .

Des discussions ont déjà été menées avec PanGas pour le CO<sub>2</sub> (fossile) et une solution a été étudiée avec la société South Pole pour le contrat d'achat du CO<sub>2</sub> (biogénique ou tout).

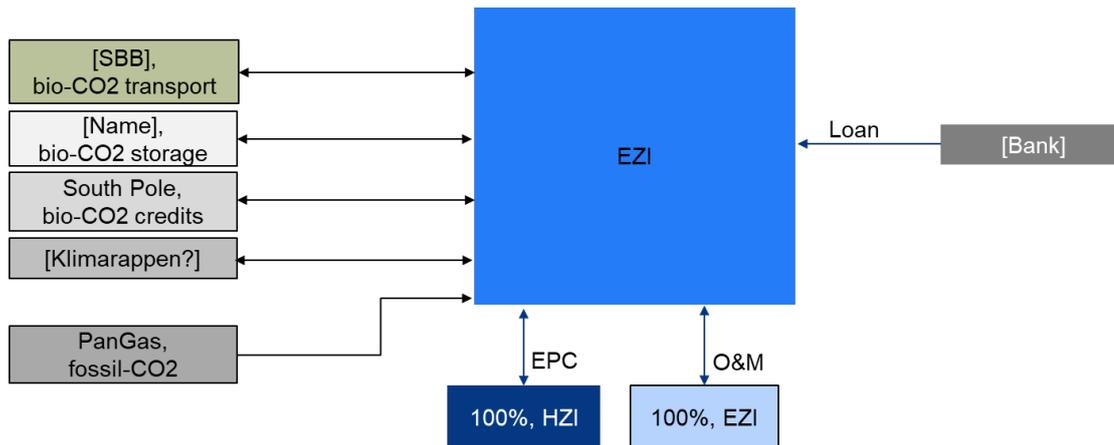


Figure 5 Configuration avec tous les contrats chez EZI

## 4.2.3 SPV séparé

Mise en place d'une société spéciale (SPV, Special purpose vehicle) qui peut appartenir à EZI et à d'autres investisseurs, et qui peut être financée par des prêteurs externes par le biais de garanties. Ce SPV serait propriétaire de l'installation et conclurait des contrats pour la construction (HZI), l'exploitation (EZI), la réception du CO<sub>2</sub> , le transport et le stockage ainsi que les crédits carbone associés.

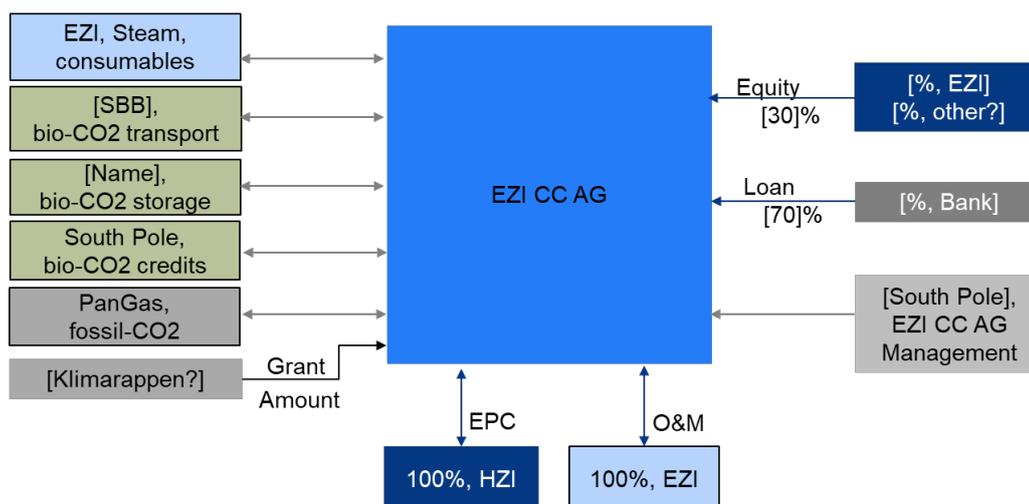


Figure 6: Configuration avec SPV séparé



## 4.2.4 Comparaison des configurations

Indépendamment de la configuration, on peut essayer d'obtenir une garantie de longue durée des crédits carbone par le biais du centime climatique et/ou d'autres fournisseurs. Si cela ne devait pas fonctionner, il faudrait être au clair sur l'ampleur de la couverture nécessaire et se mettre d'accord avec les parties prenantes concernées à ce sujet.

Les avantages et inconvénients des différentes configurations sont présentés dans Tableau 1 sont énumérés.

Tableau 1 Avantages et inconvénients des différentes configurations de financement discutées

Configuration	Avantages	Inconvénients
Contrat d'achat groupé	<ul style="list-style-type: none"><li>• Une structure contractuelle simple</li><li>• Simplicité d'utilisation, pas de gestion des contrats de transport et de stockage</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Le capital d'investissement complet doit être fourni par EZI</li><li>• Risque financier entièrement assumé par l'EZI</li></ul>
Tous les contrats chez EZI	<ul style="list-style-type: none"><li>• Une structure contractuelle simple</li><li>• Contrôle total de tous les sous-domaines</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Le capital d'investissement complet doit être fourni par EZI</li><li>• Risque financier entièrement assumé par l'EZI</li><li>• Rédaction et gestion des contrats de transport et d'entreposage nécessaires par l'intermédiaire de l'EZI</li></ul>
SPV séparé	<ul style="list-style-type: none"><li>• Capital d'investissement réduit nécessaire</li><li>• Séparation claire des deux placements - le risque financier est limité au SPV</li><li>• Facilité d'utilisation grâce au contrat de gestion des contrats de transport et d'entreposage</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• De nombreux contrats, parfois assez complexes, sont nécessaires</li><li>• Tendance à l'augmentation des prix</li><li>• L'EZI ne possède pas l'installation seule, manque de flexibilité pour des modifications ultérieures de l'installation</li></ul>

## 4.3 Établissement des bilans massiques et thermiques

Dans la phase 1, le bilan thermique et massique général a été examiné. Il est rapidement apparu que les besoins en chaleur de l'installation CC poseraient un problème pour la production de chaleur à distance de l'UVTD. En particulier en hiver, où les besoins en chauffage urbain augmentent par rapport à l'été, les besoins en chaleur ne pourront pas être couverts. Du côté de EZI, il est clair que les besoins en chauffage urbain de la commune ont la priorité absolue. C'est pourquoi, en plus de la variante "normale", deux autres variantes (décrites au chapitre 3.1.5 ) ont été étudiées afin de préserver autant que possible la capacité de chauffage urbain.

Ces variantes ont une influence sur la rentabilité de l'installation de CC car elles influencent la quantité de CO<sub>2</sub> commercialisable.

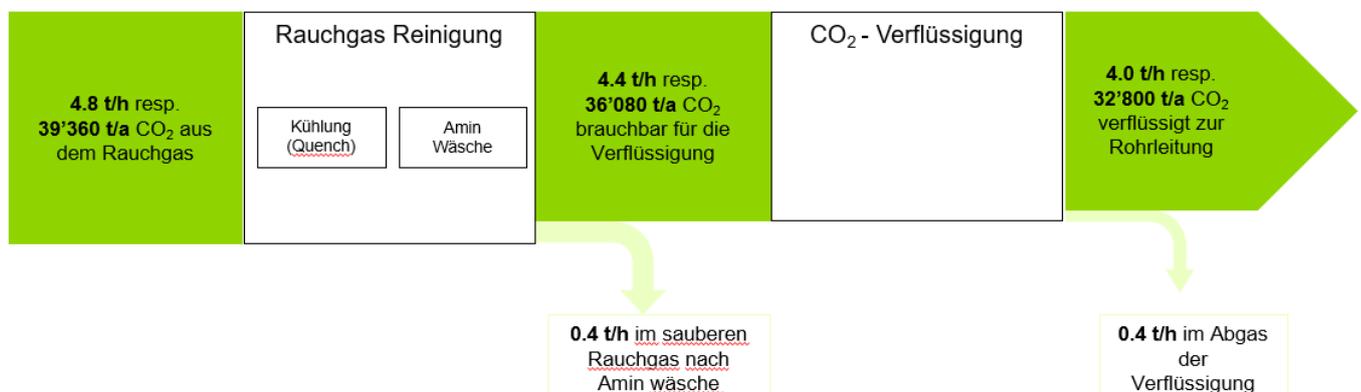


## 4.3.1 Base pour le calcul des bilans

Tableau 2: base pour le calcul des bilans et des consommations

Description	Valeur	Unité
Temps de fonctionnement	8200	h/a
CO <sub>2</sub> produit	Liquide	
Séparation complète	Selon la variante	
Température des fumées lors du prélèvement	130	°C
Pression des gaz de fumée lors du prélèvement	102	kPa
Débit volumique lors du prélèvement	26'500	Nm <sup>3</sup> /h
Composition des gaz de combustion		
O <sub>2</sub>	7.30	vol% humide
H <sub>2</sub> O	14.30	vol%
CO <sub>2</sub>	9.30	vol%
N <sub>2</sub> (calculé)	69.10	vol%
Particules organiques volatiles	0.79	mg/Nm <sup>3</sup>
CO	5.80	mg/Nm <sup>3</sup>
Poussière	3.79	mg/Nm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	3.81	mg/Nm <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	40.00	mg/Nm <sup>3</sup>
HCl	5.18	mg/Nm <sup>3</sup>
Ammoniac	0.22	mg/Nm <sup>3</sup>

## 4.3.2 CO<sub>2</sub> Bilan massique

Figure 7: CO<sub>2</sub> Rendement Evolution et aperçu

Le rendement (taux de captage total) du CO<sub>2</sub> de l'ensemble de l'installation est calculé à 85,5 % et se compose du taux d'absorption du CO<sub>2</sub> par le lavage aux amines, qui est d'environ 90 % (avec une technique



d'installation plus avancée, on peut atteindre 95 %), et du rendement de la liquéfaction du CO<sub>2</sub>, qui est d'environ 90 %.

La phase 1 a permis d'établir des bilans thermiques et massiques détaillés pour les différents cas de fonctionnement. On y voit le raccordement prévu au système thermique existant et ses effets. Les schémas thermiques correspondants se trouvent à l'annexe 04.

### 4.3.3 Variantes hivernales

Comme déjà mentionné dans le chapitre 3.1.5 le besoin en chaleur de l'installation CC est trop important en hiver et les besoins en chauffage à distance de la commune ne seraient plus couverts. Pour cette raison, deux variantes ont été calculées, l'une prévoyant un fonctionnement à charge partielle (60%, variante 1) de l'installation CC en hiver et l'autre avec une pompe à chaleur supplémentaire (variante 2). La première a bien sûr pour conséquence qu'il n'est pas possible de capter 100% du CO<sub>2</sub> présent dans les fumées, comme cela est décrit dans le chapitre 4.3.2 décrit ci-dessus.

Pour le calcul des deux variantes, l'hypothèse suivante a été faite pour les temps de fonctionnement :

Tableau 3: Heures de fonctionnement Hypothèses

	Période	Heures
Temps de fonctionnement		8200 h
Arrêt planifié (avril, hiver)	17d	408 h
Arrêt non planifié	6.3 d	152 h
7 mois d'hiver	Octobre-avril	4613 h
5 mois d'été	Mai-septembre	3587 h

Avec ces heures supposées, on obtient le bilan suivant dans les deux variantes (le calcul complet et détaillé est présenté dans l'annexe 05) :

Tableau 4: Bilans dans les variantes

	Sans installation CC (données de 2021)	Variante 1 - charge partielle en hiver	Variante 2 - Fonctionnement de la pompe à chaleur en hiver
Émissions annuelles de CO <sub>2</sub>	39'688 t	14'738 t	7'508 t
Production annuelle de CO <sub>2</sub> liquide	0	24'901 t	32'144 t
Bilan électrique	16'092 MWh	6'647 MWh	3'049 MWh
Bilan du chauffage urbain	42'042 MWh	32'954 MWh	31'356MWh

Le tableau 4 montre que même avec la variante 2, les besoins en chauffage urbain ne peuvent pas être couverts comme auparavant, mais que la quantité totale de CO<sub>2</sub> est en revanche captée. Dans ce premier calcul, les fluctuations des besoins en chauffage urbain n'ont pas été prises en compte. Par exemple, la nuit, les besoins en chauffage urbain diminuent fortement et l'installation CC pourrait capter la totalité du CO<sub>2</sub>. Les pics de demande de chauffage urbain doivent cependant continuer à être couverts par le gaz naturel, comme c'est déjà le cas aujourd'hui.



## 5 Volumes nécessaires

Les exigences en matière de volume sont déterminées d'une part par les contraintes résultantes de la construction, telles que les dimensions des fondations et les hauteurs de construction, et d'autre part, par les contraintes d'exploitation liées à l'accès aux parties de l'installation.

Un modèle 3D de l'installation est disponibles et permettent de mesurer l'espace nécessaire dans tout le bâtiment et sur le toit. Il convient de noter que les endroits concernés par la nouvelle installation ont été récemment mesurés à l'aide d'un scanner 3D et qu'ils sont donc actuels.

Il faut également tenir compte de l'espace nécessaire pour l'arrivée et le départ des camions. Il n'est pas nécessaire de prévoir un espace supplémentaire pour une station de chargement car l'entrée actuelle de l'UVTD est suffisamment spacieuse. Si la phase 2 révèle qu'une deuxième station de chargement est nécessaire, il faudra chercher un emplacement en dehors du site (le site de l'UVTD est fermé à midi et le soir).

L'emplacement de l'UVTD EZI n'est pas favorable du point de vue de l'espace disponible. L'installation est entourée de forêts et des quartiers d'habitation se trouvent non loin de là. Cela signifie que tout doit être placé sur des surfaces libres limitées. La proximité de quartiers résidentiels a également une influence sur la disposition de l'installation en raison des nuisances sonores.

Comme il n'y a pas de place autour de l'installation, l'installation CC complète a été planifiée en phase 1 sur le toit (comme l'épuration des fumées actuelle). La colonne d'absorption, d'un diamètre de trois mètres environ, est intégrée dans la structure de la cheminée existante. Cela présente l'avantage d'être plus facile à calculer en termes de statique et de prise au vent. Le refroidisseur à condensation se trouve juste à côté de la cheminée. Cela réduit la longueur des conduits de fumée, qui peuvent être maintenus courts. Les autres éléments sont représentés sur la Figure 8 .

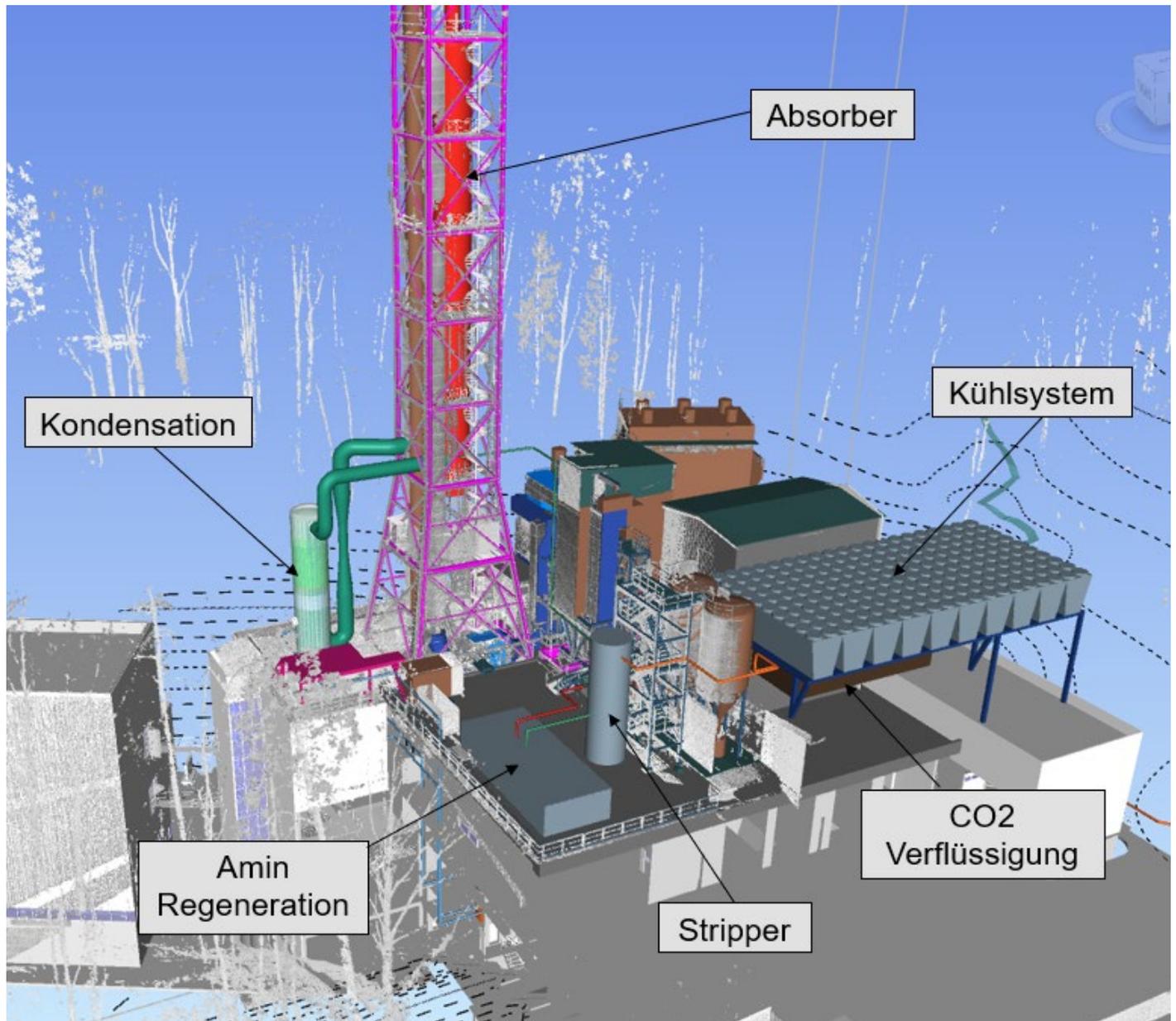


Figure 8: Layout de l'installation CC vue de "face".

Une première estimation statique a été réalisée pour la zone de la colonne d'absorption et de condensation. En principe, il devrait être possible de construire l'installation sur le toit après avoir clarifié quelques points de détail supplémentaires lors de la phase 2.

Il est important de noter qu'il est possible de déplacer la liquéfaction du CO<sub>2</sub>, le stripper et la régénération des amines à l'intérieur du bâtiment. Plus précisément, à l'emplacement de l'ancienne ligne d'incinération 1. Mais cela ne pourra être décidé que lors de la phase 2, lorsque les dimensions exactes des groupes seront définitivement connues. Un scan 3D de ces locaux a déjà été réalisé par HZI. Cela signifie que lorsque les dimensions seront définies, la planification pourra commencer directement.

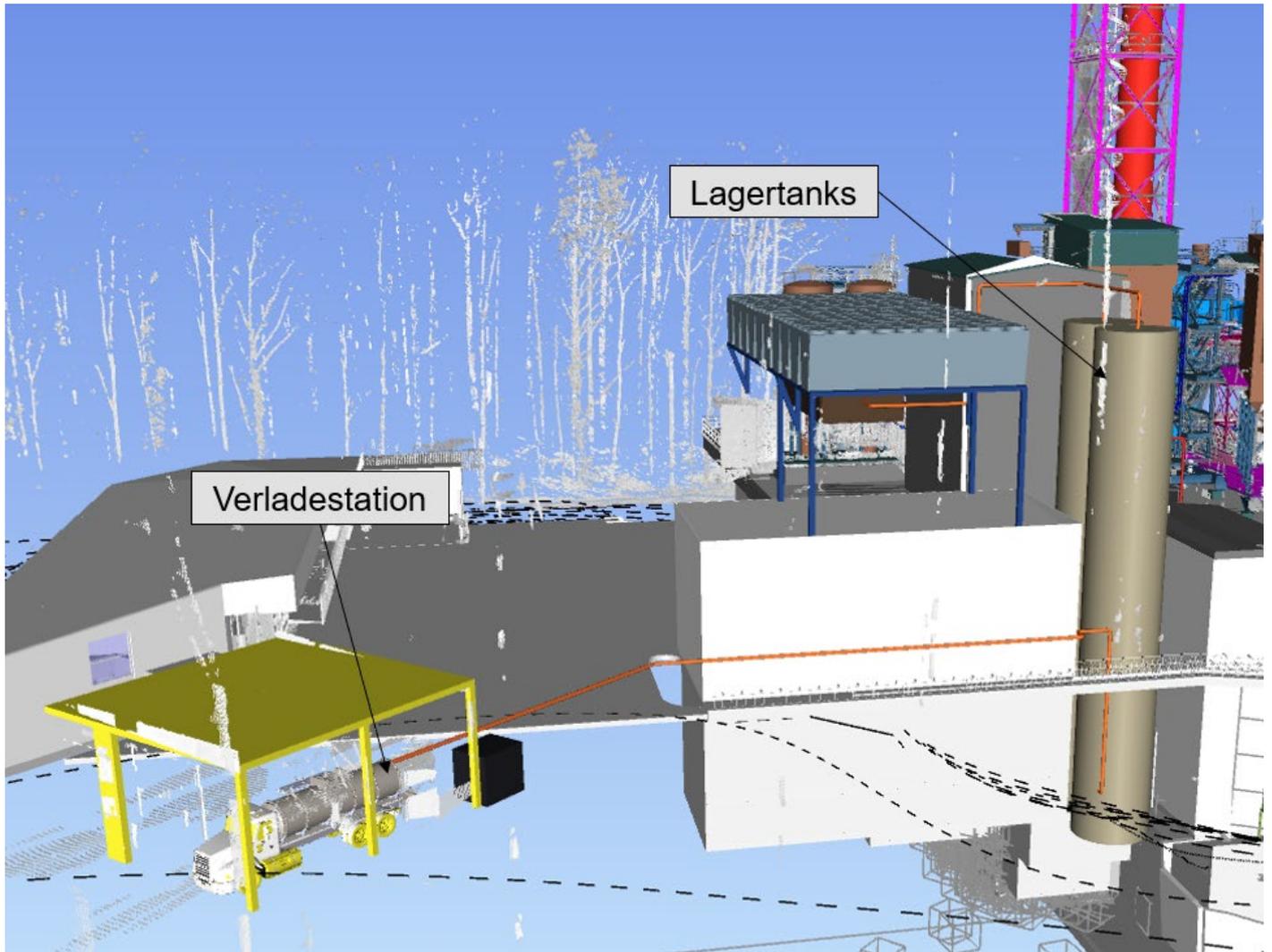


Figure 9: Disposition de l'installation CC vue de "l'arrière".

Sur Figure 9 les réservoirs de stockage et la station de chargement sont indiqués dans le modèle 3D. Comme mentionné précédemment, une station de chargement est actuellement envisagée. Les deux réservoirs de 235m<sup>3</sup> ont pu être placés de manière à ce qu'ils puissent se trouver sur une esplanade entre les bâtiments. Il y a suffisamment de distance de sécurité entre les réservoirs pour que l'accès soit garanti.



## 6 Analyse des risques

### 6.1 Amine

La MEA est corrosive pour les matériaux et la peau humaine, elle ne doit pas être ingérée ni inhalée. De plus, elle est toxique pour les organismes aquatiques. L'utilisation d'équipements de sécurité appropriés est donc obligatoire lors de la manipulation de la MEA. Des panneaux d'avertissement doivent également être installés pour signaler ces dangers.

Afin d'éviter tout déversement dans l'environnement, des bassins de rétention seront installés aux endroits où une avarie est possible. De plus, un réservoir est prévu dans lequel, en cas de panne, tout l'inventaire de la solution de lavage en circulation peut être stocké et remis en circulation en toute sécurité.

### 6.2 CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> a un niveau de danger plus faible que le MEA. Le principal danger est le déplacement de l'oxygène et il existe donc un risque d'asphyxie. Comme il est plus lourd que l'air, le CO<sub>2</sub> peut s'accumuler dans les fosses, les caves et les puits. Lors de travaux dans de telles parties de l'installation, l'utilisation d'un appareil de mesure de l'oxygène doit être prescrite. Une fuite dans un réservoir de stockage du CO<sub>2</sub> liquide est considérée comme le sinistre le plus important. Le CO<sub>2</sub> est soit solide soit gazeux à la pression ambiante. Cela signifie qu'en cas de fuite dans le réservoir de stockage, le CO<sub>2</sub> liquide qui s'écoule est transformé en glace carbonique et en CO<sub>2</sub> gazeux. Néanmoins, en cas de fuite du réservoir, il existe un risque de brûlure dû au gaz très froid (-72°C) qui s'échappe et à la "neige carbonique".

Les réservoirs LCO<sub>2</sub> sont équipés d'une double enveloppe. L'espace intermédiaire est rempli d'une isolation composée par exemple de granulés de perlite. En cas de fuite du réservoir principal, le CO<sub>2</sub> ne peut donc pas encore s'échapper dans l'environnement, raison pour laquelle le risque d'incident, tel que décrit ci-dessus, est considéré comme très faible.

## 7 Rentabilité

### 7.1 CAPEX

Les coûts de production se composent en grande partie des coûts d'investissement nécessaires à la construction de l'installation. Pour pouvoir les appréhender avec précision, il est toutefois nécessaire de prendre en compte non seulement les coûts des composants de l'installation, mais aussi ceux du montage et des mesures de construction.

L'ensemble de l'installation se compose des deux parties de l'installation, à savoir le traitement des gaz de fumée et la liquéfaction du CO<sub>2</sub>, y compris le stockage (comme décrit dans Tableau 5 décrites ci-dessus).

A cela s'ajoutent, pour l'estimation globale des coûts, le montage (pour l'instant, les connexions électroniques et la programmation sont encore exclues) et l'ingénierie qui doit être dépensée.

Ce prix est plus élevé que ce que l'on pensait au départ. Certains prix sont nettement plus haut que prévu. Les réservoirs de stockage en sont un exemple. La comparaison avec une installation de taille similaire a montré une augmentation de 250% du prix. Il en va de même pour d'autres offres.

Après avoir discuté avec différents fournisseurs, il est apparu clairement qu'il y a actuellement une très forte fluctuation sur le marché, car le prix des matières premières est très volatile. Différents fournisseurs (ainsi que HZI) sont toutefois convaincus que ceux-ci vont baisser et se stabiliser l'année prochaine.



C'est pourquoi HZI a décidé de ne pas donner de prix fixe pour le moment, car cela ne correspondrait pas à la réalité. Dans le tableau suivant, nous avons néanmoins estimé les principales contribution relatives.

Tableau 5 Répartition relative des coûts

Groupe d'équipement	Part du coût total
Liquéfaction et stockage	42 %
Traitement des gaz de fumée	32 %
Montage	20 %
Ingénierie	6 %

## 7.2 OPEX

Pour une meilleure vue d'ensemble, les coûts d'exploitation sont répartis en différents groupes. D'une part, les coûts énergétiques, qui se composent de l'électricité et de la chaleur. D'autre part, les coûts des matières consommables, comme l'eau, la MEA et la soude caustique. L'exploitation nécessite en outre des dépenses de personnel, d'entretien et de maintenance. Celles-ci sont regroupées sous les charges supplémentaires.

L'hypothèse de référence est un fonctionnement de 8'200 heures par an. Cela correspond à une disponibilité technique de plus de 95%.

### 7.2.1 Coûts énergétiques

Comme pour les coûts des matériaux, les coûts de l'énergie ne sont pas très significatifs dans la situation actuelle. Si l'on regarde le prix de référence du marché (voir annexe 06), on constate que le prix du MWh d'électricité est passé de 70 CHF en février 2021 à 260 CHF en juin 2022. Etant donné que l'installation CC ne sera pas mise en service avant au moins deux ans, un calcul basé sur les coûts actuels serait trompeur.

Pour cette raison, ce chapitre ne prend en compte que l'énergie prélevée chaque année par l'UVTD pour le fonctionnement de l'installation CC. Comme déjà mentionné dans le chapitre 4.3.3 mentionné, il existe deux variantes possibles pour le mode de fonctionnement en hiver. Le tableau 6 énumère les pertes d'énergie en électricité et en chaleur par rapport à la valeur de base actuelle. (Voir également l'annexe 05).

Tableau 6: Coût de l'énergie

	Base	Comparaison V1 - Base	Comparaison V2 - Base
Électricité	16 092 MWh/a	-9 445 MWh/a	-13 043 MWh/a
Chaleur	42 042 MWh/a	-9 087 MWh/a	-10 686 MWh/a

### 7.2.2 Consommables

Les coûts de la MEA et de son rafraîchissement sont inclus dans les coûts de maintenance de l'installation de traitement des fumées et doivent également être pris en compte.

La soude caustique et l'eau de rinçage peuvent également être utilisées pour le laveur à condensation, ce qui permet en outre d'économiser la soude caustique utilisée directement. Il n'y a donc pas de coûts supplémentaires à prévoir pour la soude caustique. En outre, l'eau de rinçage ne doit pas être éliminée lors du recyclage.



## 7.2.3 Dépenses annuelles totales

Les dépenses supplémentaires pour l'exploitation, l'entretien et la maintenance englobent un grand nombre de domaines différents. Elles comprennent les pièces de rechange, les frais d'intervention et les frais de personnel. Ils sont basés sur l'expérience acquise lors de l'exploitation d'installations de traitement et d'installations de liquéfaction du CO<sub>2</sub>.

Pour un fonctionnement régulier, des rondes quotidiennes doivent être effectuées par un personnel formé. Les données enregistrées doivent être vérifiées et les parties de l'installation doivent être examinées à la recherche d'irrégularités. Cela permet par exemple de détecter les pièces défectueuses ou l'usure des composants mécaniques.

L'entretien de l'installation comprend le remplacement des moyens de production et des pièces d'usure, ainsi que le contrôle des composants sous pression.

Les coûts de fonctionnement estimés (hors coûts énergétiques) sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7: Coûts OPEX hors électricité et chaleur

OPEX		
Consommables	100'000	CHF/a
Élimination des déchets	110'000	CHF/a
Maintenance et inspection	200'000	CHF/a
Personnel opérationnel	70'000	CHF/a
Total OPEX hors électricité et chaleur	470'000	CHF/a

Le total des coûts d'exploitation s'élève à 470'000 CHF/an pour l'ensemble de l'installation, sans compter les coûts de l'électricité et de la chaleur.

## 8 Conclusion

L'analyse de la phase 1 montre qu'en principe, la mise en œuvre du projet est possible. Il reste quelques points qui devront être examinés plus en détail lors de la phase 2, mais ceux-ci ne feront pas obstacle à la mise en œuvre du projet. HZI considère donc que la faisabilité est acquise.

La possibilité de capter la totalité du CO<sub>2</sub> existe. Il reste toutefois à décider si la limitation correspondante de la fourniture de chauffage urbain est politiquement et commercialement défendable. Si la phase 2 révèle qu'il y a plus de CO<sub>2</sub> que prévu initialement, cela ne pose pas de problème fondamental. L'installation peut soit être agrandie, soit être construite sur la base des données définies dans le présent rapport et ne capter ainsi qu'une partie du CO<sub>2</sub>.

Le flux massique de CO<sub>2</sub> doit également être évalué plus précisément lors de la deuxième phase. Celui-ci aura le plus grand impact sur les coûts d'investissement de la liquéfaction et du stockage, tandis que la partie absorbeur/désorbeur sera nettement moins influencée.

Beaucoup d'intérêt s'est manifesté pour l'achat de CO<sub>2</sub>, ce qui fait que HZI est convaincu que le CO<sub>2</sub> liquide trouvera un acheteur et à un prix qui rendra le projet rentable.

## 9 Perspectives pour la prochaine phase

Peu après la rédaction de ce rapport, une offre sera soumise pour la phase 2. Cette offre décrira l'étendue exacte de la livraison et des prestations de la phase d'ingénierie détaillée.



## 9.1 Ingénierie détaillée

Dans la deuxième phase "Ingénierie détaillée", chaque système est conçu en détail. Cela signifie, par exemple, que tous les R&I sont établis et que chaque groupe, vanne et instrument est spécifié. Parallèlement, des offres fermes sont demandées à tous les fournisseurs (des prix indicatifs ont été utilisés pour la phase 1). C'est pourquoi cette deuxième phase est fortement couplée à la troisième phase "exécution / transformation". Une période d'environ 6 mois est prévue pour la phase 2.

## 9.2 Calcul des coûts

Comme déjà mentionné dans le chapitre 7.1 le calcul actuel est basé sur des prix indicatifs et des estimations. Un calcul des coûts contraignant ne peut être établi qu'après l'ingénierie détaillée de la phase 2. Celle-ci est incluse dans la livraison de la phase 2

## 9.3 Layout

La première phase a consisté à examiner l'agencement et à placer les groupes de manière à ce que tout ait de la place sur le toit. Il s'agissait en premier lieu de voir si les surfaces libres du toit étaient suffisamment grandes et si le toit pouvait supporter la charge statique des nouveaux groupes. L'ensemble du traitement des fumées (colonne de condensation et d'absorption) est déjà placé, comme décrit au chapitre 5 décrit dans le rapport. Le stripper et la liquéfaction sont également positionnés sur les différents toits pour le moment. Il serait toutefois possible de déplacer cette partie de l'installation dans le hall de l'ancienne ligne d'incinération 1. Cette décision ne pourra être prise que lorsque les dimensions de tous les composants seront clairement définies.

## 9.4 Bruit des refroidisseurs d'air

Les refroidisseurs d'air ont été conçus provisoirement par la société Frigel. Il reste à déterminer dans la phase 2 quelles mesures de protection contre le bruit doivent être prises pour respecter les valeurs limites de bruit autorisées.

## 9.5 Concept de montage

Pour cette phase, le concept de montage, tout comme l'ingénierie, n'a été que grossièrement regardé. Le montage dépendra fortement du fait que tout sera construit sur le toit ou que certains groupes seront installés dans le hall de l'ancienne ligne d'incinération. Dans la deuxième phase, un responsable du montage visitera l'installation afin de pouvoir faire une estimation plus précise.

## 9.6 Quantité définitive de CO<sub>2</sub>

Au cours de la phase 2, le PAMELA sera remis en service, ce qui signifie que le HZI recevra une fois par jour les données de l'installation sous forme de moyennes par minute. Grâce à ces données, une analyse en ligne peut être effectuée, qui détermine la part biogène et fossile du CO<sub>2</sub>. Cette valeur est utilisée lorsque l'installation CC fonctionne, afin de réaliser une fois par mois une évaluation qui peut être utilisée pour la vérification des crédits. En outre, la mesure de CO<sub>2</sub> du CEMS sera recalibrée dès le début. Un collaborateur de



HZI effectuera une mesure de référence à l'aide d'un équipement approprié.

## 9.7 Extraction des fumées

Le prélèvement des fumées est prévu dans la cheminée, après la mesure des émissions. La faisabilité de cette mesure sera examinée plus en détail lors de la prochaine phase. Il convient de vérifier avec le fabricant de la cheminée s'il est possible d'isoler la cheminée et si des mesures supplémentaires de protection contre la corrosion sont nécessaires. La variante devrait être comparée à un éventuel enlèvement devant la cheminée, avec pour conséquence un report de la mesure des émissions.

## 10 Annexe

No.	Description	Nom du document
01	Norme européenne pour l'utilisation du CO2 dans la qualité alimentaire.	Annexe 01 - EIGA Doc 70_17
02	Représentation schématique du procédé.	Annexe 02 - Schéma de procédure
03	Eau Conditions de déversement dans les égouts pour les UVTD.	Annexe 03 - Ordonnance sur la protection des eaux 814.201
04	Bilan thermique et bilan de masse du procédé.	Annexe 04 - Schémas thermiques
05	Calculs des variantes pour l'exploitation hivernale.	Annexe 05 - Production LCO2 par variante
06	Prix de référence du marché de l'électricité au cours des deux dernières années.	Annexe 06 - 9319-Prix du marché de référence_formulaire_f