

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 104 (2013)
Heft: 11

Artikel: La capture de CO2 dans les centrales électriques
Autor: Tock, Laurence / Maréchal, François
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856556>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 02.04.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

La capture de CO₂ dans les centrales électriques

Réduction des émissions de CO₂ par CCS ?

La capture et le stockage du CO₂ est considéré comme une alternative prometteuse pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de carbone de la production d'électricité. En appliquant une stratégie d'optimisation thermo-environnementale, le bénéfice environnemental et les coûts énergétiques et économiques sont évalués de manière systématique pour comparer les différentes options technologiques. L'importance de l'intégration énergétique et son impact sur l'efficacité et le prix de revient de l'électricité sont mis en évidence pour identifier les meilleurs procédés.

Laurence Tock, François Maréchal

Face aux enjeux de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de l'approvisionnement durable en énergie, la capture et le stockage du CO₂ (CCS, Carbon Capture and Storage) est l'une des mesures phares qui pourrait contribuer à réduire de 20% les émissions de GES afin de maintenir le réchauffement climatique en dessous de l'objectif de 2°C [1]. Dans la perspective du virage énergétique amorcé par la Suisse, la capture et la séquestration du CO₂ dans la production d'électricité fait par ailleurs partie des mesures requises.

Afin d'évaluer la compétitivité du CCS et d'apporter une aide à la prise de décision, une approche systématique pour l'analyse et la conception de procédés est développée et appliquée au sein du groupe de recherche « Industrial Process and Energy Systems Engineering » de l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL).

Capture et stockage du CO₂

Dans un procédé industriel, le captage-stockage du CO₂ se résume en trois étapes :

- la capture consistant en la séparation du CO₂ du gaz résiduel;
- le transport par bateau ou gazoduc jusqu'au lieu de stockage (compression à 110 bar);
- le stockage à long terme dans des formations géologiques (par exemple réservoirs de pétrole ou de gaz naturel épuisés, aquifères salins) [2].

voirs de pétrole ou de gaz naturel épuisés, aquifères salins) [2].

Pour l'étape de capture, trois concepts différents peuvent être envisagés :

- Lors de la postcombustion le CO₂ est séparé des fumées (N₂ et H₂O) en aval de la combustion (figure 1a).

■ L'oxycombustion consiste à utiliser l'O₂ pur, au lieu de l'air, comme oxydant pour la combustion. Les gaz de combustion ne contiennent alors pas d'azote et le CO₂ peut être séparé simplement par condensation de l'eau (figure 1b).

■ Dans la précombustion, le combustible est d'abord converti en gaz de synthèse, mélange de CO et H₂, soit par reformage du gaz naturel soit par gazéification de la biomasse ou du charbon. Le gaz de synthèse réagit ensuite avec de l'eau par la réaction de shift (WGS) pour générer du CO₂ et de l'H₂. Après séparation du CO₂, l'H₂ peut être brûlé dans une turbine ou être utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité (figure 1c).

Différentes technologies telles que l'absorption chimique ou physique (encadré), l'adsorption ou les procédés membranaires [3] peuvent être utilisées pour séparer le CO₂ des autres substances

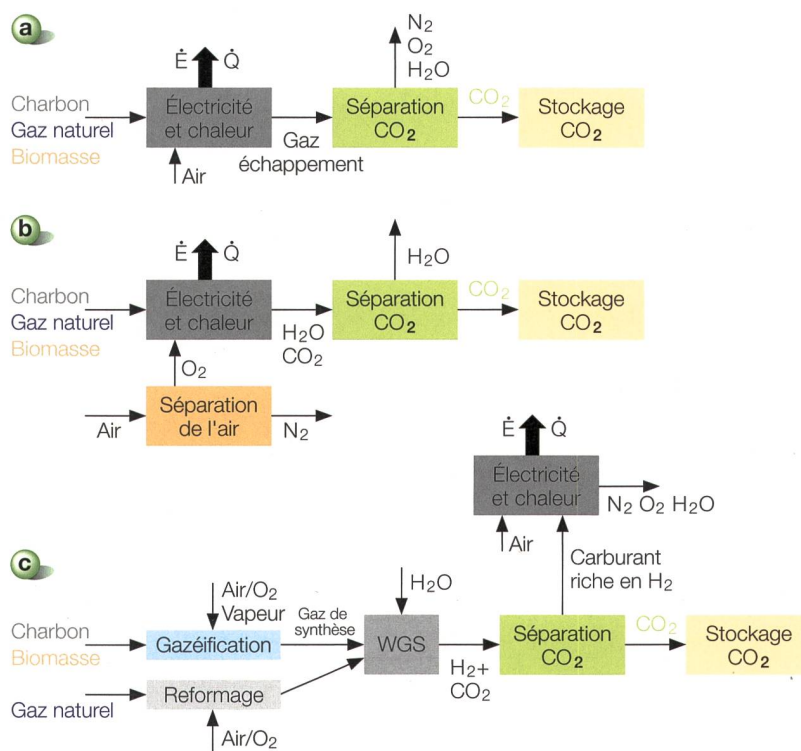


Figure 1 Concepts de la capture de CO₂: a) postcombustion; b) oxycombustion; c) précombustion.

gazeuses. Outre leur maturité technologique, ces procédés se distinguent par le taux de capture du CO₂, la consommation en énergie (chaleur et/ou électricité) et par les coûts d'investissement.

De plus, le choix d'une ressource renouvelable pour la production d'électricité dans une centrale électrique peut être très favorable. En la combinant avec la capture du CO₂, il est même possible d'obtenir un bilan négatif en carbone, la biomasse ayant, par la photosynthèse, capturé le CO₂ de l'atmosphère.

Défis du CCS

Si le potentiel de réduction des émissions de CO₂ dans la production d'électricité par CCS est important, le coût énergétique et économique représente un désavantage majeur. De manière générale, la capture consomme 10% du pouvoir énergétique du combustible et les coûts d'investissement sont augmentés de près d'un tiers [1,2].

L'introduction d'une taxe sur le CO₂ émis permet de compenser ces désavantages en pénalisant les procédés classiques. Il est donc important de disposer de méthodes systématiques qui permettent de comparer les différentes options et de développer des procédés intégrant de manière optimale les techniques de capture afin d'évaluer la compétitivité thermo-environnementale des différentes options technologiques dans un contexte économique donné, mais néanmoins incertain.

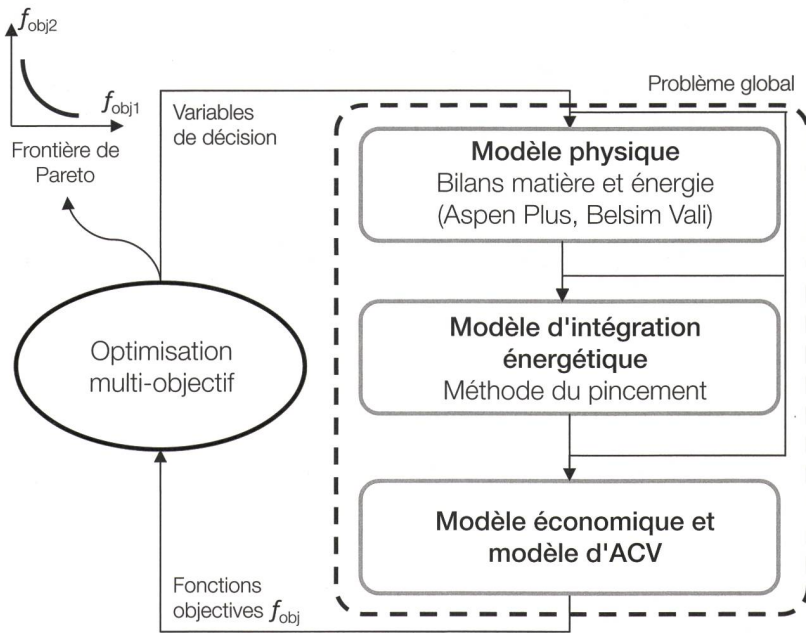


Figure 2 Méthodologie d'optimisation thermo-environnementale.

Approche systématique pour la conception des procédés

Pour comparer les différentes options, le groupe « Industrial Process and Energy Systems Engineering » a développé une méthode pour la conception, l'analyse et l'optimisation thermo-économique et environnementale de procédés. Celle-ci (figure 2) combine la simulation de procédés avec les techniques d'intégration énergétique, l'évaluation des coûts, l'analyse du cycle de vie (ACV) et utilise des techniques d'optimisation multi-objectif [4-6].

Après avoir identifié les technologies potentielles, les transformations chimiques et physiques de chaque procédé sont simulées et les besoins énergétiques identifiés. Afin d'améliorer l'utilisation rationnelle de l'énergie, la récupération de chaleur dans le procédé est maximisée et l'efficacité de la conversion des ressources est optimisée en appliquant des techniques d'intégration énergétique comme la méthode du pincement (encadré) permettant de résoudre la cascade thermique [7]. À partir de ce résultat, les différents équi-

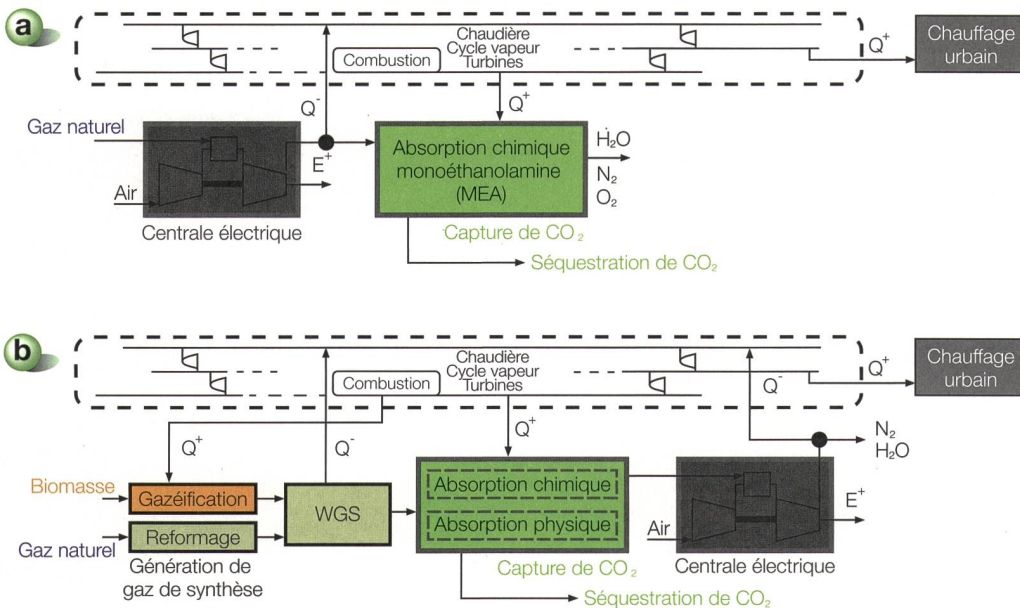


Figure 3 Options comparées pour la capture de CO₂ dans des centrales électriques: a) la post-combustion et b) la précombustion.

pements du procédé sont dimensionnés. Ceci permet d'en estimer le coût et l'impact environnemental en appliquant les principes de l'ACV.

La compétitivité est caractérisée par différents indicateurs de performance :

■ L'efficacité énergétique, basée sur le premier principe de la thermodynamique, est définie par le ratio entre la quantité nette d'électricité produite et la quantité d'énergie entrant dans le système sous forme de combustible (par exemple gaz naturel, biomasse, charbon).

■ Le prix de revient prend en compte le coût d'investissement annualisé, les coûts opératoires, les coûts de maintenance et les taxes éventuelles.

■ Le taux de capture représente le ratio molaire entre le carbone capturé et celui entrant avec le combustible.

■ L'impact environnemental est calculé par le biais de l'ACV en tenant compte des impacts depuis l'extraction des ressources jusqu'au produit final.

Le choix des technologies et les conditions opératoires optimales sont ensuite définis sur la base de ces indicateurs en générant la frontière de Pareto qui représente le compromis idéal entre les objectifs tels que coûts et efficacité. Pour résoudre le problème d'optimisation multi-objectif un algorithme évolutif est appliqué.

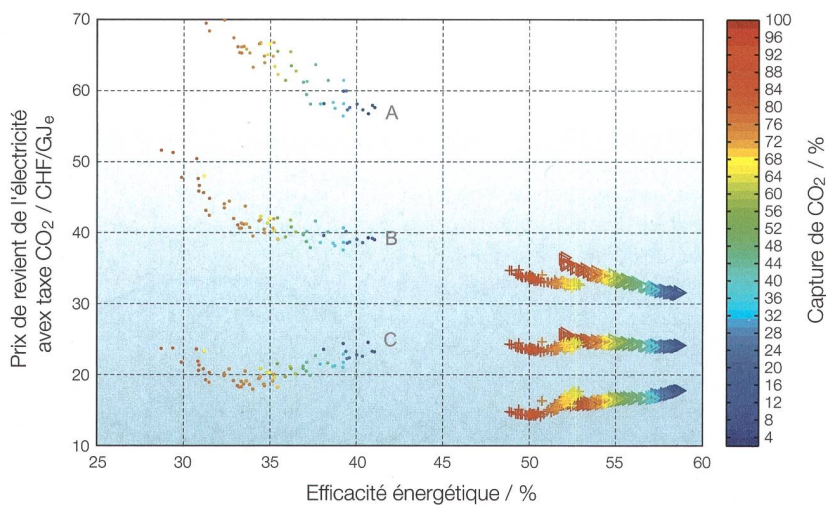
Centrales électriques avec CCS

Dans ce travail, différentes configurations ont été étudiées pour capturer le CO₂ dans les centrales électriques (figure 3). Pour une centrale à cycle combiné, utilisant comme ressource le gaz naturel, la postcombustion basée sur l'absorption chimique avec des amines est étudiée. Pour le procédé de précombustion, la technologie d'absorption physique (Selexol) est considérée et deux types de ressources, le gaz naturel (GN) et la biomasse (BM), sont évaluées. Les modèles détaillés et les variables de déci-

Capture du CO₂

Séparation par absorption

L'absorption est un procédé de séparation d'un mélange gazeux de certains de ses éléments par rétention ou dissolution sélective dans un solvant. Dans le cas de l'absorption chimique, il y a une réaction chimique entre le solvant et le gaz absorbé, alors que l'absorption physique se fait par des forces d'interactions physiques.



• Précomb., Selexol, Biomasse + Postcomb., MEA, Gaz naturel ▶ Précomb., Selexol, Gaz naturel

Scénario	Prix des ressources / CHF/GJ _e	Taxe carbone / CHF/t _{CO₂}	Heures d'opération / h/a	Durée de vie / a	Taux d'intérêts / %
A	14,2	20	4500	15	4
B	9,7	35	7500	25	6
C	5,5	55	8200	30	8

Figure 4 Résultats de l'optimisation multi-objectif pour différents scénarios économiques.

sion sont publiés dans [8-10]. Le stockage n'est lui-même pas pris en compte ; seules la capture et la compression du CO₂ à 110 bar pour le transport ont été intégrées.

Compromis coût-efficacité

La figure 4 présente les résultats de l'optimisation multi-objectif maximisant le taux de capture et l'efficacité énergétique pour différents scénarios économiques. Ils illustrent le compromis entre efficacité, coûts et impact environnemental. Le coût énergétique et économique de la capture est mis en évidence. Les résultats montrent toutefois que seule une taxe carbone significative (scénario C : 55 CHF/t_{CO₂}) rendra la capture attractive au niveau économique.

Il est à remarquer que ces résultats sont fonctions de plusieurs facteurs tels que le coût du combustible, le montant de la taxe carbone, le temps d'opération, la durée de vie escomptée des installations et le taux d'intérêts. Ces valeurs dépendent également des coûts d'investissement de la capture et donc de la maturité de cette technologie.

En considérant un taux de capture de 90% pour les centrales au gaz naturel et de 60% pour les centrales à biomasse, le tableau permet de comparer les perfor-

mances des différentes configurations à une centrale conventionnelle à cycle combiné (CCGT).

Pénalité énergétique

Par comparaison avec une centrale CCGT ayant un rendement de 58,7%, la pénalité de la capture du CO₂ par précombustion correspond à 6% du pouvoir calorifique du combustible (PCI) alors que celle de la capture par postcombustion est de 9%. La perte énergétique est due à la consommation d'énergie, d'une part, pour la capture du CO₂ et, de l'autre, pour la compression du CO₂ jusqu'à 110 bar (environ 2% du PCI).

Dans un procédé avec capture du CO₂, il est possible de valoriser la chaleur résiduelle du procédé de capture dans un chauffage urbain basse température (50 à 80°C) et ainsi de substituer l'utilisation du gaz naturel dans des chaudières. Pour la capture en postcombustion, l'intégration du chauffage urbain fait passer la pénalité de 9% à 1,2% rendant ainsi la solution de capture beaucoup plus efficace (57,6%). Ceci exige toutefois de placer la centrale électrique à proximité d'un chauffage urbain dont les besoins correspondent à 0,157 kW thermique par kW d'électri-

citée produite. Considérant que les centrales à gaz seront principalement utilisées pendant la période de chauffage des bâtiments, soit un temps d'opération de 5000 h/a, la chaleur mise à disposition pour le chauffage urbain par une centrale produisant 300 MW_e permettra de couvrir la consommation de 12 000 ménages ou 50 000 habitants.

L'efficacité plus faible de la production d'électricité à base de biomasse (34,8%) s'explique par le fait que la biomasse est un combustible solide et humide et donc plus difficile à convertir.

Impact environnemental

Le bénéfice environnemental de la capture de CO₂ est exprimé en termes de potentiel de réchauffement global (PRG) calculé par le biais de l'analyse de cycle de vie (ACV) pour une unité fonctionnelle de 1 GJ_e selon la méthode de calcul proposée par l'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) en 2007 [11]. Il correspond aux émissions équivalentes de CO₂ incluant toutes les émissions de gaz à effet de serre depuis l'extraction de la ressource jusqu'au produit final. Les calculs d'optimisation permettent de déterminer un taux de capture optimal qui varie entre 84% et 90%, ce qui correspond à des émissions équivalentes de CO₂ de 34 kg_{CO₂,eq}/GJ_e contre 120 kg_{CO₂,eq}/GJ_e pour une centrale sans capture. De plus, en considérant l'intégration du chauffage urbain, la substitution du gaz naturel des chaudières permet d'atteindre des émissions de 24 kg_{CO₂,eq}/GJ_e.

En raison du caractère biogénique du carbone de la biomasse, les centrales avec CCS utilisant la biomasse conduisent même à des émissions de cycle de vie négatives correspondant à une capture du CO₂ atmosphérique atteignant 134 kg_{CO₂,eq}/GJ_e. La neutralité en matière d'émissions de gaz à effet de serre sera donc obtenue par un mix électrique comprenant 80% de centrales au gaz naturel et 20% de centrales à biomasse.

Intégration énergétique

Méthode du pincement

La méthode du pincement (Pinch analysis) est une méthode d'intégration qui applique les principes thermodynamiques (premier et deuxième principe) pour optimiser la récupération de chaleur entre les fluides à refroidir et à réchauffer. Elle permet de déterminer le réseau d'échangeurs et d'utilités le plus performant.

Système	CCGT	Postcomb.	Précomb.	Précomb.
Capture	Pas CCS	MEA	Selexol	Selexol
Type ressource	Gaz naturel	Gaz naturel	Gaz naturel	Biomasse
Ressource / MW _{th}	559	587	725	380
Capture du CO ₂ / %	0	89,5	89,1	59
Efficacité énergétique / %	58,75	49,6	52,6	34,8
Électricité nette / MW _e	333	296	381	132
Émissions locales / kg _{CO₂, local} /GJ _e	105	14,9	11,5	-170,4
PRG / kg _{CO₂, eq} /GJ _e	120	34	31,9	-134,2
Investissement / CHF/kW _e	555	909	813	3880
Prix de revient / CHF/GJ _e ¹	18,3	23,2	24,5	49,5
Prix de revient incl. taxe / CHF/GJ _e ¹	22	23,7	24,9	43,5
Prix de revient incl. taxe / CHF/GJ _e ²	18,2 à 28,8	9 à 40	12,8 à 42	15 à 69
Coûts CO ₂ évité incl. taxe / CHF/t _{CO₂, évité} ²	-	-63 à -121	-49 à -127	0 à -253

Tableau Comparaison de la performance des procédés. ¹ Scénario B. ² Variation entre les scénarios A et C.

Performance économique

L'augmentation du prix de revient de l'électricité due au CCS est de l'ordre de 20-25% (soit 1,7 à 2,1 cts/kWh) pour les cas utilisant comme ressource le gaz naturel (scénario B, figure 4). Étant donné que le prix de revient de l'électricité est déterminé à 80% par le prix de la ressource, la réduction de la production d'électricité due à la capture du CO₂ explique en grande partie cette augmentation.

L'investissement quant à lui augmente de 46% (85 MCHF) pour la capture en postcombustion et de 68% (125 MCHF) pour la précombustion dont le procédé est plus complexe par rapport à une centrale sans capture CCGT. En considérant le remplacement des centrales nucléaires suisses (3,2 GW_e) par des centrales avec capture du CO₂ ayant un bilan neutre en CO₂ (80% gaz naturel et 20% biomasse), l'investissement serait de l'ordre de 4,5 milliards CHF, dont environ 1,5 milliards CHF liés à la capture du CO₂. Dans ce cas, 55% de la production annuelle de la forêt suisse devraient être consacrés à la production d'électricité avec capture du CO₂.

Il est important de considérer la sensibilité des paramètres incertains tels que le prix des ressources, le nombre d'heures d'opération (par exemple opération en hiver) et les coûts d'investissement. Dans notre analyse, la postcombustion et la précombustion ne se distinguent pas clairement en termes de performance économique. Le procédé basé sur la biomasse engendre cependant un prix de revient de l'électricité plus élevé (18 cts/kWh) en raison de l'investissement important lié à l'unité de gazéification et au coût de la biomasse. Toutefois, en raison de son avantage environnemental lié à la cap-

ture de carbone biogénique (issu de la biomasse), le procédé devient prometteur si la biomasse est disponible à un prix bas (5 CHF/GJ_{BM}) et si la taxe carbone dépasse 62 CHF/t_{CO₂}.

Compétitivité

La comparaison de la performance thermo-environnementale de différentes options de capture dans différents contextes économiques montre qu'en termes de réduction des émissions de CO₂, le procédé basé sur la biomasse est le plus avantageux. Cependant, ce dernier a une efficacité plus faible et un investissement plus élevé comparé à la production d'électricité basée sur le gaz naturel.

Pour les centrales à gaz, la postcombustion et la précombustion sont en compétition. La précombustion est légèrement plus efficace à cause de la qualité de l'intégration énergétique, alors que la postcombustion, qui a l'avantage d'être une solution de réaménagement (rétrofit), conduit à des coûts d'investissement plus faibles. En valorisant la chaleur résiduelle de la postcombustion pour le chauffage urbain, l'efficacité globale peut être augmentée à 57,6% et les coûts réduits de 23% par le bénéfice de la vente de la chaleur: le prix de revient de l'électricité est dans ce cas très peu pénalisé. De plus, l'émission de 885 t_{CO₂}/a pourrait être évitée par substitution du chauffage urbain conventionnel.

Au final, ce seront le développement de la technologie CCS et le contexte économique qui détermineront la compétitivité de cette technologie sur le marché. En considérant le remplacement des centrales nucléaires, il conviendra de plus de prendre en compte le fait que les centrales à gaz seront opérées différemment des centrales nucléaires puisqu'elles contribueront par leur flexibilité à com-

penser les fluctuations dues à la pénétration accrue de l'électricité renouvelable. De plus, par leur structure de coût avec une part relativement importante de l'investissement reportée dans le prix de revient de l'électricité, elles permettront de garantir l'autonomie électrique de la Suisse pendant la période hivernale.

Conclusions

L'application d'une approche systématique pour la conception, la comparaison et l'optimisation de procédés, tenant compte simultanément des aspects thermodynamiques, économiques et environnementaux, a permis de comparer et d'optimiser l'intégration des procédés de capture du CO₂ dans les centrales électriques utilisant des ressources fossiles ou renouvelables.

Il s'avère que les diverses options de capture de CO₂ dans des centrales électriques sont compétitives, même avec des centrales conventionnelles sans capture de CO₂ lorsqu'une taxe carbone est introduite. Le choix de la configuration optimale est défini par le but de production et les priorités données aux différents critères thermo-environnementaux. Elle dépend bien sûr fortement du contexte économique.

Dans le contexte du virage énergétique et de la fermeture des centrales nucléaires, les options CCS devront être envisagées pour limiter les émissions de gaz à effet de serre. Il sera notamment important de considérer l'intégration des centrales à gaz avec capture de CO₂ avec le chauffage urbain afin de limiter les pénalités dues à la capture et d'envisager l'utilisation de centrales à biomasse qui permettent indirectement de capturer le CO₂ de l'atmosphère.

Références

[1] European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP). www.zeroemissionsplatform.eu/library.
 [2] B. Metz, O. Davidson, H. de Coninck, M. Loos and L. Meyer: IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Report, Cambridge University Press, ISBN 92-9169-119-4, 2005.

[3] A.A. Olajire: CO₂ capture and separation technologies for end-of-pipe applications – A review. *Energy* 35 (6), 2610-2628, 2010.
 [4] M. Gassner and F. Maréchal: Methodology for the optimal thermo-economic, multi-objective design of thermochemical fuel production from biomass. *Computers and Chemical Engineering* 33 (3), pp. 769-781, 2009.
 [5] L. Gerber, M. Gassner and F. Maréchal: Systematic integration of LCA in process systems design: Application to combined fuel and electricity production from lignocellulosic biomass. *Computers & Chemical Engineering* 35 (7), pp. 1265-1280, 2011.
 [6] L. Tock: Thermo-environmental optimisation of fuel decarbonisation alternative processes for hydrogen and power production. EPFL Thesis n° 5655, 2013. Doi: 10.5075/epfl-thesis-5655.
 [7] F. Maréchal and B. Kalitventzeff: Process integration: Selection of the optimal utility system. *Computers & Chemical Engineering* 22, pp. 149-156, 1998.
 [8] L. Tock and F. Maréchal: H₂ processes with CO₂ mitigation: Thermo-economic modeling and process integration. *International Journal of Hydrogen Energy* 37(16), pp. 11785-11795, 2012.
 [9] L. Tock and F. Maréchal: Co-production of hydrogen and electricity from lignocellulosic biomass: Process design and thermo-economic optimization. *Energy* 45(1), pp. 339-349, 2012.

[10] L. Tock and F. Maréchal: Platform development for studying integrated energy conversion processes: Application to a power plant process with CO₂ capture. *Proceedings of the 11th International Symposium on Process Systems Engineering*, Singapore, 2012.
 [11] Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC(2007) Climate Change 2007: The Scientific Basis. In: Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (2007), Tech. rep., IPCC, 2007.

Informations sur les auteurs

D^r **Laurence Tock** est ingénieur chimiste diplômé de l'EPFL. Elle a obtenu son doctorat de l'EPFL dans le domaine de l'analyse et de l'optimisation des procédés de décarbonisation des carburants en 2013.

SCI-STI-FM, Station 9, EPFL, 1015 Lausanne, laurence.tock@epfl.ch

Prof. D^r **François Maréchal** est professeur à l'EPFL. Il a obtenu un diplôme d'ingénieur chimiste et un doctorat de l'Université de Liège (Belgique) dans le domaine de l'analyse et de la synthèse énergétique des procédés industriels. Il a rejoint l'EPFL en 2001 où il dirige un groupe de recherche dans le domaine de l'ingénierie des procédés et des systèmes énergétiques.

SCI-STI-FM, Station 9, EPFL, 1015 Lausanne, francois.marechal@epfl.ch

Zusammenfassung Die Abscheidung von CO₂ in Elektrizitätswerken

Reduktion von CO₂-Emissionen durch CCS?

Die Abscheidung und Lagerung von CO₂ (CCS) gilt als vielversprechende Alternative bei der Umsetzung der Ziele zur Reduktion von bei der Stromerzeugung entstehenden CO₂-Emissionen. Um die Wettbewerbsfähigkeit von Abscheidungstechnologien zu ermitteln, entwickelt die Forschungsgruppe «Industrial Process and Energy Systems Engineering» an der ETH Lausanne einen systematischen Ansatz für die Konzeption, den Vergleich und die Optimierung verschiedener Verfahren und wendet diesen an. Dieser Ansatz berücksichtigt sowohl thermodynamische, wirtschaftliche als auch Umweltaspekte und zeigt die Bedeutung der Wärmerückgewinnung und ihren Einfluss auf die Effizienz und den Gestehungspreis des erzeugten Stroms auf.

Dabei wurden im Rahmen dieser Forschungsarbeit verschiedene Konfigurationen und Konzepte untersucht: Abscheidung von CO₂ nach (Post-Combustion) oder vor dem Verbrennungsprozess (Pre-Combustion), Einsatz von Erdgas oder Biomasse als Brennstoff sowie verschiedene wirtschaftliche Szenarien. Das Ergebnis zeigt, dass die verschiedenen Optionen zur CO₂-Abscheidung in Elektrizitätswerken wettbewerbsfähig sind, selbst bei herkömmlichen Kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung, sofern eine CO₂-Abgabe eingeführt wird. Die Wärmerückgewinnung für Fernwärmenetze erweist sich dabei als wichtiger, zu berücksichtigender Faktor ebenso wie der Einsatz von Biomassekraftwerken, die der Atmosphäre CO₂ mittels Photosynthese entnehmen.

Würde die Stromerzeugung in Atomkraftwerken – eine existierende CO₂-Speichermöglichkeit vorausgesetzt – durch eine Stromerzeugung mit CO₂-Abscheidung, die zu 80 % aus Erdgas und zu 20 % aus Biomasse stammt, ersetzt, wäre es sogar möglich, die Neutralität im Hinblick auf Treibhausgasemissionen zu erreichen.

CHe

Anzeige

Die Beiträge dieser Ausgabe finden Sie auch unter www.bulletin-online.ch