

Opportunité de co-combustion de biomasse dans une centrale charbon

Sophie Demassey et Paul Hugues
CMA, MINES ParisTech
sophie.demassey@mines-paristech.fr

1^{er} octobre 2014

Résumé

En mai 2013, la société E.ON France annonçait la conversion à la co-combustion de la tranche 4 de la centrale charbon de Gardanne (Bouches-du-Rhône). Le démarrage de l'exploitation est prévu pour le début 2015. Ce projet a pour but de rejouer l'étude d'opportunité de cette conversion. Ce document décrit : (i) le contexte et la problématique ; (ii) le cahier des charges du projet.

1 Contexte

La Directive Européenne RED 2009 fixe un objectif à l'échelle européenne proche de 35% d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables en 2020 [5]. Le rapport de programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité pour la période 2009-2020, remis en juin 2009 au Parlement français, prévoit une augmentation de la capacité de production des installations utilisant la biomasse par rapport à 2006 : de 520 MW en 2012 et de 2300 MW en 2020 ; ce qui revient à multiplier par 6 la production d'énergie électrique issue de la biomasse entre 2006 et 2020 [2].

La biomasse est la fraction biodégradable de produits, déchets et résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture (incluant les substances végétales et animales), des forêts et industries annexes, de la pêche et de l'aquaculture, des déchets municipaux et industriels [5]. Elle constitue une source importante d'énergie renouvelable et la conversion des centrales électriques existantes à la co-combustion en est l'une des grande voie de valorisation. De fait, le remplacement en tout ou en partie de combustible fossile permettrait de réduire : la dépendance aux énergies fossiles, les émissions des oxydes d'azote et oxydes de soufre et la part des émissions de CO_2 .

Les initiatives relatives à la conversion de centrales à la co-combustion charbon-biomasse se sont multipliées au cours des dernières années. La conversion peut se faire dans un délai de moins d'une année et avec un arrêt limité de l'unité à convertir ; l'impact très faible sur les infrastructures existantes et leur réutilisation explique le coût très attractif de la co-combustion. Si la conversion des unités alimentées par combustibles pulvérisés est possible, elle est moins avantageuse que la conversion des centrales à lit fluidisé circulant. Celles-ci offrent en effet une plus grande flexibilité relative à l'utilisation de divers combustibles comme le bois sous diverses formes (plaquettes et granulés ou *pellets*, bois frais ou en fin de vie) ; par ailleurs les granulés peuvent y être enfournés peu ou pas broyés. Elles offrent également une stabilité accrue des paramètres vapeur due à l'importante inertie thermique du lit fluidisé qui écrête l'instabilité du PCI ou débit du combustible. Des études de faisabilité pour des nouvelles unités spécifiquement développées pour la biomasse jusqu'à une puissance de 400 MWé ont montré que les rendements de telles unités peuvent être significativement augmentés, se rapprochant, avec un rendement électrique net de 44%, du rendement de centrales électriques charbon à haute performance [1].

2 Description

2.1 Provence 4 Biomasse

C'est fin 1991 qu'est décidé de remplacer la chaudière existante de la tranche 4 de la Centrale de Provence, construite à Gardanne (Bouches-du-Rhône) en 1967, par une chaudière à Lit Fluidisé Circulant (LFC) de 250 MW_e de puissance nominale. Le 22 novembre 2012, l'électricien allemand E.ON, lauréat de l'appel à projets Electricité biomasse CRE4, obtient l'autorisation d'exploiter à la biomasse cette unité en fin de vie, qui fonctionnait jusque là au charbon et coke de pétrole. Le groupe annonce le 16 mai 2013 le lancement de la procédure de conversion des installations à la biomasse, pour une mise en service début 2015. Ces travaux sont confiés au groupe sud coréen Doosan pour la transformation de la chaudière et du train d'alimentation et pour la rénovation de la turbine à vapeur, et au groupe français RBL-REI pour la conception et la construction de la plateforme de stockage et d'approvisionnement. Par ailleurs, des travaux de prolongation de durée de vie sont entrepris sur l'unité complète afin que la centrale soit fiable pour 20 années de plus. L'essentiel de ces investissements présentent un coût fixe quand d'autres ont un coût variable en fonction du taux d'incorporation de biomasse. La modification du train d'alimentation du LFC, par exemple, nécessite l'ajout d'une trémie afin de maintenir les conditions de pression et de température de combustion tout en permettant une alimentation en continu de biomasse. Ce coût d'investissement est proportionnel à la quantité de biomasse non torréfiée (i.e. hors granulés) incorporée à hauteur de 1,2 €/t/an).

L'incorporation de biomasse dans le mix combustible entraîne également une majoration des coûts d'opération et de maintenance. La composition chimique de la biomasse génère, par exemple, des problèmes d'usure. En particulier, les métaux alcalins (potassium notamment) provoquent de la corrosion à haute température et de l'encrassement dû à la formation de cendres. On distingue les coûts fixes d'opération et de maintenance (salaires, etc.), liés à la capacité de la centrale et estimés à 67 €/kW_e/an, des coûts variables qui sont fonctions de la production d'électricité effective. Le taux d'incorporation de biomasse joue principalement sur ces coûts variables : ils sont de 215 €/(TJ/an) si le taux est inférieur à 50% et de 430 €/(TJ/an) sinon.



D'une puissance nominale de 150 MW_e et d'une efficacité énergétique nette d'environ 38%, l'unité bénéficie d'un facteur de charge compris entre 83% et 88% et d'une production en base moyenne de 7500 heures par an. Elle devrait ainsi fournir l'équivalent de la consommation électrique (hors chauffage) de 440 000 ménages. Des revenus supplémentaires doivent être dégagés par la politique d'obligation d'achat de l'électricité d'origine renouvelable. En effet, quand la moyenne annuelle des prix de marché de l'électricité était de 43,2 €/MWh en France en 2013 (*Bilan électrique RTE, 2013*), des primes viennent s'ajouter par part d'électricité produite par combustion de matières non fossiles végétales. Ces primes sont comprises entre 77,1 €/MWh et 125 €/MWh, en fonction de critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique. En moyenne, la part d'électricité produite à partir de biomasse s'est vendue à 115 €/MWh en 2013.

Outre la production d'électricité dans une région fragile sur le plan énergétique, l'amélioration du bilan carbone de la région PACA est un objectif majeur de la conversion de la centrale : le facteur d'émission de combustion de biomasse est négligeable face à celui de l'anthracite, évalué à 3 tCO_{2eq}/t. Ainsi, la vente de quotas d'émission de GES est envisagée comme source complémentaire de revenus. Les quotas (en ktCO_{2eq}) alloués à la centrale sont fixés de manière dégressive dans le temps : 80 en 2015, 60 en 2020, 40 en 2025, et 20 en 2030. Un quota s'échange aux alentours de 5 € actuellement.

Finalement, le projet Provence 4 Biomasse a également pour but de contribuer à la structuration en amont et au développement de la filière locale bois-énergie. L'approvisionnement de la nouvelle unité sera assuré dès sa mise en service opérationnelle début 2015 à 60% par de la ressource régionale (définie dans un périmètre de 400 km) et à 40% par des produits d'importation. À l'horizon 2025, 100% de l'approvisionnement proviendra de la ressource biomasse locale.

2.2 Combustibles

L'unité pourra être alimentée par un mix des combustibles suivants :

Les produits charbonniers sont des produits cendreux de récupération provenant de terrils du Gard et de l'Isère. Ils doivent entrer pour une part minimale de 10% du mix combustible afin d'assurer le fonctionnement du lit fluidisé. Ils présentent un PCI moyen de 25 GJ/t.

La biomasse torréfiée correspond à du bois conditionné en granulés. Importés du continent américain, notamment du Canada, à Fos-sur-Mer puis livrés en camion-citerne, ils sont stockés en silo avec un taux d'humidité préservé de 5%. Une fois broyée finement ($\phi < 5\text{mm}$), la biomasse torréfiée présente des paramètres physico-chimiques proches de ceux du charbon, avec un PCI de 18 GJ/t, et peut être directement mélangée à celui-ci grâce à la technologie LFC, sans impacter sur l'efficacité énergétique de la centrale, sans non plus nécessiter la modification du train d'alimentation de la chaudière. Le broyage s'effectue dans l'enceinte de la centrale en amont du train d'alimentation. Il est réalisé par un broyeur fonctionnant à l'électricité, directement alimenté par la centrale, en auto-consommation. Comme la torréfaction rend la biomasse plus friable – agissant sur sa structure en réduisant le nombre de réticulations et de liaisons H, elle en facilite le broyage : la puissance nécessaire au broyage est estimée à 25 kWh/ $t_{m.s.}$ ($t_{m.s.}$ = tonne de matière sèche).

La biomasse brute comprend à la fois du bois issu du secteur forestier local, des résidus verts provenant du nettoyage et du débroussaillage des forêts et des espaces verts publics et privés, du bois d'arrachage provenant des activités agricoles, vignes et arbres fruitiers, et enfin du bois de recyclage de classe A (palettes, bois d'emballage) ou B (issus de la démolition, de mobilier), triés et recyclés par des acteurs de la filière comme Sita ou Veolia. La puissance nécessaire au broyage de la biomasse brute est bien supérieure à celle de la biomasse torréfiée : elle est estimée à 80 kWh/ $t_{m.s.}$. Par ailleurs, son PCI est plus faible, et il évolue en fonction de son taux d'humidité τ (i.e. masse d'eau sur masse totale), suivant la formule $PCI = 18 - 21\tau$ (en GJ/t). En effet, la biomasse brute présente un taux d'humidité variable : le bois frais, puis séché en bord de route, est livré en plaquettes de 10 mm d'épaisseur avec une forte dispersion et à un taux d'humidité de 20% ; les résidus verts parviennent à un taux de 40% et le bois recyclé à 5%. Il est envisageable d'utiliser la chaleur résiduelle de la centrale après turbinage pour sécher la biomasse brute et abaisser son taux d'humidité à 5%. Si les coûts opérationnels du séchage sont ainsi négligeables, les coûts d'investissement sont conséquents : l'installation d'un dispositif de séchage permettant de traiter 50 kt (respectivement 150 kt) de biomasse par an s'élève à 300 k€ (respectivement 600 k€). Pour une raison logistique, au maximum 5 dispositifs peuvent être installés. Finalement, du fait d'un PCI faible, d'un taux d'humidité élevé, et de la présence d'air qui réduit l'efficacité de la combustion, la co-combustion de biomasse s'accompagne d'une baisse de rendement de la centrale. On considère la relation affine suivante entre l'efficacité énergétique nette de la centrale et le taux d'incorporation de la biomasse brute :

$$\rho = 38 - 0,1T_m \text{ avec } T_m = m_{\text{biomasse brute}}/m_{\text{totale}}.$$

2.3 Approvisionnement et stockage

Un des grands enjeux des projets de valorisation de biomasse est sa mobilisation. Il s'agit de ressources pondéreuses, parfois difficilement exploitables, et qui sont disponibles en quantité limitée. Aussi, la production de biomasse et son acheminement à la centrale ont des coûts financiers et environnementaux (évalué en taux d'émission de GES).

On estime par exemple à 85 t/an jusqu'en 2025 puis à 240 t/an la quantité de bois recyclé disponible au niveau local. Ce bois est issu des usines de recyclage dans un périmètre de 20km de Gardanne. Le prix à l'arrivée de la centrale inclut les coûts de recyclage et de transport, et est estimé à 12 €/t en moyenne pour l'année 2015. Le taux d'émission de GES est estimé à 0,01 tCO_{2eq}/t.

Les résidus verts entrant dans la composition du mix combustible de la centrale pourront provenir des activités agricoles du Vaucluse, et des centres urbains Marseille-Toulon et Fréjus-Nice. Le prix de cette biomasse augmente ainsi avec la quantité que l'on souhaite mobiliser et donc avec le rayon d'approvisionnement requis. Les coûts et distances de transport sont ainsi exprimés en fonction de

la quantité disponible dans la table suivante. Les émissions de GES s'élèvent à 0,1 kgCO_{2eq} pour la production et à 0,16 kgCO_{2eq}/km pour le transport d'une tonne de résidus verts.

Données d'approvisionnement en résidus verts :

| | | | | | | | | | |
|--------------------|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|
| disponibilité (kt) | 1 | 7 | 22 | 29 | 52 | 57 | 143 | 210 | 313 |
| prix (€/t) | 4 | 7 | 10 | 16 | 25 | 31 | 46 | 61 | 76 |
| route (km) | 10 | 20 | 30 | 50 | 80 | 100 | 150 | 200 | 250 |

Concernant le bois frais, l'approvisionnement sera en priorité constitué de biomasse forestière locale, dans un rayon de 400km, dans la limite des ressources disponibles, et ce sans concurrencer les usages actuels de la forêt. Une partie de cet approvisionnement sera réalisée avec l'aide de la Société Forestière de la Caisse des Dépôts dans le cadre d'un partenariat visant prioritairement les gisements forestiers aujourd'hui non mobilisés. En amont, c'est toute la production de biomasse qui doit être gérée dans une logique de développement durable. À cette fin, une politique a été mise en place visant à 10 ans un recours exclusif à de la biomasse certifiée *Forest Stewardship Council, Pan European Forest Certification* pour les produits d'origine forestière. Chaque contrat d'approvisionnement comprend une annexe qui définit les exigences de certification requises. La zone d'approvisionnement locale couvre les régions PACA et Languedoc-Roussillon, ainsi que les départements limitrophes, incluant notamment la forêt cévenole. La table ci-dessous indique, pour chaque site d'exploitation, le coût d'importation par unité de produit, les quantités produites disponibles avant et après 2025, et la distance à la centrale. Les émissions de GES s'élèvent à 1,3 kgCO_{2eq} pour la production et à 0,16 kgCO_{2eq}/km pour le transport d'une tonne de bois frais.

Données d'approvisionnement en bois frais :

| | prix (€/t) | dispo < 2025 (kt/an) | dispo ≥ 2025 (kt/an) | route (km) |
|--------------------|------------|----------------------|----------------------|------------|
| Mont Aigoual | 128 | 18 | 21 | 230 |
| Cévennes (30) | 120 | 21 | 43 | 210 |
| Cévennes (48) | 128 | 12 | 75 | 230 |
| Cévennes (07) | 116 | 8 | 56 | 200 |
| Bouches-du-Rhône | 44 | 47 | 51 | 20 |
| Vaucluse | 76 | 24 | 28 | 100 |
| Var | 60 | 27 | 27 | 60 |
| Hautes-Alpes | 100 | 15 | 21 | 160 |
| Alpes-Hte-Provence | 88 | 26 | 37 | 130 |
| autres | 116 | 27 | 27 | 200 |
| autres | 156 | 56 | 56 | 300 |
| autres | 196 | 93 | 93 | 400 |

Par ailleurs, le plan d'approvisionnement, nécessite la création d'une plate-forme biomasse servant d'aire de préparation et de stockage du bois sur le site de Gardanne. Le dimensionnement de cette aire limite la quantité disponible de biomasse non torréfiée (bois frais, résidus verts et bois recyclé) à 1500 t par jour. Afin de permettre l'augmentation de ces flux, il sera envisageable de doubler la capacité de la plate-forme pour un coût d'investissement de 500 k€.

À l'horizon 2025, durant la période de la structuration de la filière bois locale, la centrale pourra avoir recours à de la biomasse torréfiée d'importation. Plusieurs sites de production en Europe et outre-Atlantique ont été identifiés. Contrairement à l'approvisionnement en bois frais, le marché d'importation de granulés ne devra se faire qu'avec un seul de ces sites pour toute la durée d'exploitation (de la première année de mise en place de la filière à fin 2024). Le coût d'importation par unité de produit inclut les coûts de production et de transport. Par ailleurs, des frais de mise en place de la filière seront à imputer à la centrale la première année d'exploitation. La table ci-dessous indique, pour chaque site, le coût d'importation par unité de produit, le coût fixe de mise en place, la quantité disponible et les distances de transport par mer et par route. Les émissions de GES s'élèvent à 1,7 kgCO_{2eq} pour la production, à 0,015 kgCO_{2eq}/km pour le transport maritime, et à 0,009 kgCO_{2eq}/km pour le transport terrestre d'une tonne de bois torréfié.

Données d'approvisionnement en granulés :

| | prix (€/t) | coût fixe (k€) | dispo (kt/an) | mer (km) | route (km) |
|------------------|------------|----------------|---------------|----------|------------|
| Caroline-du-Sud | 190 | 100 | 700 | 7000 | 50 |
| Québec | 170 | 110 | 450 | 5000 | 50 |
| Canada Pacifique | 250 | 100 | 1000 | 16500 | 50 |
| Portugal | 240 | 5 | 350 | 0 | 1700 |
| Russie | 300 | 6 | 600 | 0 | 3000 |

Finalement, le prix du charbon est aligné sur celui du marché. Il faut ajouter 7 €/t au prix marqueur pour obtenir le prix CIF (coût assurance et frêt) rendu usine du charbon.

3 Déroulement du projet

L'objectif du projet est de simuler l'étude de performance financière et environnementale de la conversion de la tranche 4 de la Centrale de Provence, en se basant sur les données présentées ci-dessus.¹ L'étude est menée par groupes de 3 étudiants. Chaque équipe-projet désigne un chef de projet, en charge de la répartition des tâches et de la cohésion du travail en équipe, un rédacteur, responsable des livrables, et un développeur, responsable des implémentations.

3.1 Séances et livrables

Il est attendu de chaque équipe-projet le rendu à dates fixes de plusieurs livrables matérialisant l'avancement progressif de l'étude. Le calendrier des séances et des rendus de livrables est le suivant :

30 septembre 2014

Remise de l'énoncé du projet à lire et à préparer pour la séance 1 : identifier le vocabulaire manquant, comprendre la problématique.

2 octobre 2014 - séance 1

Objets de la séance : (1) question-réponse sur l'énoncé (2) étude préliminaire : comparaison, au moyen d'un tableur, des performances de la centrale à l'horizon de sa durée de vie technique pour le mix combustible charbon-granulés suivant un ratio variable (0%, 10%, 50%, 100% charbon). Dans cette première étude, on fait les hypothèses simplificatrices suivantes :

- (H1) les coûts et bénéfices liés aux quotas d'émission ne sont pas considérés ;
- (H2) les coûts d'opération et de maintenance sont pas considérés ;
- (H3) les granulés sont intégralement importés depuis les usines de fabrication de Caroline du Sud et le coût fixe de mise en place du marché n'est pas considéré ;
- (H4) le taux d'actualisation est constant et estimé à 2% ;
- (H5) l'entreprise peut investir sans recours à un prêt.

Le premier livrable à rendre pour la séance 2 consiste en une table récapitulative du budget prévisionnel annuel de la centrale détaillant, pour chaque scénario : (1) les coûts de fonctionnement et d'investissement, (2) les revenus de vente de l'électricité grise et verte, (3) les taux d'émission de GES.

7 octobre 2014 - séance 2

Objet de la séance : modélisation globale par un programme linéaire de la problématique d'optimisation du mix combustible charbon-granulés suivant les hypothèses simplificatrices précédentes, et analyse de sensibilité. Deux fonctions objectives sont considérées : (1) maximisation des bénéfices financiers et (2) minimisation des émissions de GES.

Le second livrable attendu pour la séance 3 consistera en un rapport écrit comprenant le modèle mathématique et la description littérale des éléments (variables, contraintes, objectifs) du modèle.

1. Ces données sont en partie issues de documents publics [3] et en partie fictives.

14 octobre 2014 - séance 3

Objet de la séance : implémentation du modèle de programmation linéaire avec maximisation des bénéfices financiers sous Python/Gurobi.

Ce code source (commenté, compilable et exécutable) fait l'objet du troisième livrable à rendre pour la séance 4.

22 octobre 2014 - séances 4 et 5

Objet de la séance : extension du modèle linéaire à l'ensemble des combustibles biomasse. En plus des hypothèses **(H2)-(H5)**, on considère les simplifications suivantes :

(H6) un unique site de production des résidus verts est considéré : d'origine agricole, il se situe à 80km de la centrale et fournit au maximum 50 kt/an ;

(H7) les travaux d'extension de la plate-forme de stockage sont terminés dès la première année d'exploitation ;

(H8) un unique dispositif de séchage d'une capacité annuelle de 150 kt de biomasse est installé, et ce dès la première année d'exploitation.

Le quatrième livrable consiste en un rapport écrit comprenant la description du modèle global d'optimisation et de la solution, ainsi qu'une analyse succincte des résultats. Les sources des données employées doivent être citées. En préparation de la séance suivante, il est demandé d'étudier les possibilités de modélisation, à l'aide de variables entières si besoin, des contraintes simplifiées aux questions précédentes.

12 novembre 2014 - séance 6

Objet de la séance : modélisation du problème complet sans les hypothèses précédentes (fonctions de coût de la biomasse torréfiée et du bois recyclé, dispositif de séchage, quotas d'émissions)

14 novembre 2014 - séance 7

Objet de la séance : fin de l'implémentation.

Le cinquième et dernier livrable est à rendre avant la soutenance. Il inclut : le code source (commenté, compilable et exécutable) et un rapport écrit comprenant la description du modèle et de la solution, ainsi qu'une analyse succincte des résultats. Toutes les données et hypothèses éventuellement retenues pour la modélisation doivent être explicitées dans le livrable.

21 novembre 2014 - soutenances

Le projet s'achève par un présentation d'une durée de 15 minutes, décrivant : la méthodologie, les hypothèses importantes retenues, ainsi que les limites et les perspectives de l'étude.

Références

- [1] Florin Barta and Samuel Nelis. Biomasse : un sujet brûlant dans le domaine des énergies renouvelables. Technical report, Joural IB, 2012.
- [2] Ministère de l'Écologie. Cahier des charges de l'appel d'offres n.2010/S 143-220129 portant sur des installations de production d'électricité à partir de biomasse, 2010.
- [3] E.ON va réaliser la plus grosse centrale électrique à la biomasse de france. Communiqué de Presse E.ON, 16 mai 2013.
- [4] La conversion de provence 4 à la biomasse : un projet industriel majeur pour la filière forêt-bois. Brochure E.ON, 2014.
- [5] Directive 2009/28/ec of the European Parliament and of the Council of 23 april 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources.