

Opportunité de co-combustion de biomasse dans une centrale charbon

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

6 octobre 2019

Résumé

En mai 2013, la société E.ON France, aujourd'hui Uniper France Power, annonçait la conversion à la co-combustion de la tranche 4 de la centrale charbon de Gardanne (Bouches-du-Rhône) pour un démarrage de l'exploitation initialement prévu en 2015. Ce projet a pour but de rejouer l'étude d'opportunité de cette conversion. Ce document présente quelques éléments de contexte, puis décrit la problématique et 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 [4]. 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 [4]. 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 total ou partiel du 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 (LFC). 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 (Pouvoir Calorifique Inférieur) ou débit du combustible. Des études de faisabilité pour des nouvelles unités spécifiquement développées pour la biomasse jusqu'à une puissance de 400 MW 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 MWé 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. Après 2 années de travaux et **256 millions d'euros d'investissement**, la phase de test a été lancée en avril 2016. Concluant en « l'insuffisance de l'étude d'impact » du projet, le tribunal administratif de Marseille a annulé l'autorisation d'exploitation de la centrale le 8 juin 2017. Un sursis a cependant été accordé par l'État permettant à titre provisoire la poursuite de l'exploitation, et le ministère de la transition écologique fait appel de la décision du tribunal. Par ailleurs, dans le cadre de son plan climat, le ministère a signé la fin d'ici 2022, de quatre centrales charbon dont celle de Gardanne.

Le projet d'optimisation présent a pour but de rejouer l'étude d'opportunité de la conversion de cette centrale au moment de la conception du projet, soit en 2012.

2.2 Investissements

Les travaux de conversion ont été 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 ont été 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, a nécessité 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 €/kWé/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 MWé** 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 fournit ainsi 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 $3 \text{ tCO}_{2\text{eq}}/\text{t}$. Ainsi, la vente de quotas d'émission de GES (un quota couvrant **une tonne de CO_2 équivalent**) est envisagée comme source complémentaire de revenus. Les quotas alloués à la centrale sont fixés de manière dégressive dans le temps (en milliers) : **80 en 2016, 60 en 2021, 40 en 2026, et 20 en 2031**. 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 est assuré, dès sa mise en service opérationnelle en 2016, 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 2026, 100% de l'approvisionnement proviendra de la ressource biomasse locale.**

2.3 Combustibles

L'unité peut 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 et du Brésil, 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. 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 $25 \text{ kWh}/t_{m.s.}$ ($t_{m.s.}$ = 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 $80 \text{ kWh}/t_{m.s.}$** . 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 **$\text{PCI} = 18 - 21\tau$ (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** ou **150 kt** de biomasse par an s'élève à, respectivement, **300 k€** ou **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 :

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

2.4 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 kt/an jusqu'en 2025 puis à 240 kt/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 2016. 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 est 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 est 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 est envisageable de doubler la capacité de la plate-forme pour un coût d'investissement de 500 k€.

À l'horizon 2026, 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 se fait 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 2025). 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 sont imputés 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 $1,7 \text{ kgCO}_{2eq}$ pour la production, à $0,015 \text{ kgCO}_{2eq}/\text{km}$ pour le transport maritime, et à $0,09 \text{ kgCO}_{2eq}/\text{km}$ 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	250
Brésil	170	120	600	8500	1000
Québec	180	110	450	5000	500
Canada Pacifique	250	100	1000	16500	800
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, telles que connues au moment de la conception du projet¹, et sous des scénarios plausibles d'évolution à imaginer. L'étude est menée par équipes de 3 étudiants en veillant à former 7 groupes équilibrés en terme de compétences informatiques et mathématiques.

3.1 Calendrier

séances 1 et 2

Au préalable : lire l'énoncé, identifier le vocabulaire manquant, comprendre la problématique.

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). (3) modélisation par un programme linéaire de la problématique d'optimisation du mix combustible charbon-granulés suivant les hypothèses simplificatrices précédentes, (4) implémentation sous Python/Gurobi, (5) analyse de sensibilité. 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.

Pour cela : choisir les unités de calcul de manière à manipuler des valeurs dans des ordres de grandeur comparables et pratiques. Proposer une représentation graphique du problème.

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

séances 3-4-5

Objet des séances : extension du modèle linéaire à l'ensemble des combustibles biomasse. Dans un premier temps, en plus des hypothèses (H2)-(H5), on pourra considérer 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.

Pour la séance suivante : définir des scénarios d'évolution plausibles, dans la continuité ou en rupture, s'inspirant des événements récents relatifs à la centrale, à la politique énergétique et environnementale, aux marchés. *Les hypothèses qui n'auront pas pu être correctement implémentées au terme de cette séance seront ignorées pour la suite de l'étude.*

séance 6

Objet de la séance : application de scénarios au modèle et analyse des résultats.

rendu du livrable

Le livrable inclut : le code source (commenté, compilable et exécutable) et un rapport de 8 pages **maximum** décrivant le modèle, Les données et hypothèses retenues (autres que celles de l'énoncé), la solution, les scénarios envisagés et une analyse des résultats.

Références

- [1] Florin Barta and Samuel Nelis. Biomasse : un sujet brûlant dans le domaine des énergies renouvelables. Technical report, Jural 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] 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.